



Konferencja APE '15

AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE ZESZYT 1

- 1 Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E
- 2 Stany pracy systemu elektroenergetycznego
- 3 Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- 4 Nowe technologie w systemach elektroenergetycznych
- 5 Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- 6 Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii
- 7 Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych
- 8 Wybrane zagadnienia elektroenergetyki



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jastrzębia Góra | 17–19 czerwca 2015

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

Polska Akademia Nauk | Komitet Elektrotechniki
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

PATRON MEDIALNY

Kwartalnik Naukowy Energetyków „Acta Energetica”

SPONSOR STRATEGICZNY

ENERGA SA

SPONSORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
Instytut Automatyki i Systemów Energetycznych sp. z o.o.

REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków „Acta Energetica”

KONFERENCJA W SIECI

www.eia.pg.edu.pl/ape



*„Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii”
prof. Zbigniew Szczerba*

Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i zorganizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych.

Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydował, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2013). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W 2015 roku konferencja odbędzie się w Jastrzębiej Górze.

W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Obecna XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei kongresu branżowego elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVII Konferencja APE '15 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE)

przy współudziale następujących podmiotów –

Sponsor strategiczny:

- ENERGA SA

Sponsorzy:

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

Patronat medialny nad konferencją sprawuje:

- kwartalnik „Acta Energetica”.

Komitet Organizacyjny Konferencji za znaczący wkład w rozwój Konferencji APE przyznał:

- Tytuł Sponsora Strategicznego Konferencji: Grupie ENERGA SA.

Tytuł Współorganizatora Konferencji firmom: PSE SA oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

- I. Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i perspektywy. Powiązania liniami prądu stałego
- II. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka. Prognozowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego
- III. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych. Innowacyjne rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w systemie elektroenergetycznym. Rozległe układy pomiarowe (WAMS) i rozległe układy sterowania (WACS) w systemie elektroenergetycznym
- IV. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie Smart Grid
- V. Przyszłość nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i na świecie – elektrownie jądrowe, gazowe, czyste technologie węglowe. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem

- VI. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii – ich wpływ na system elektroenergetyczny. Integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i ogniw paliwowych z systemem elektroenergetycznym. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Mikroźródła i mikrosieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). Jakość energii elektrycznej
- VII. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych
- VIII. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój systemów elektroenergetycznych. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju systemu elektroenergetycznego
- IX. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja „miksu energetycznego”. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji w materiałach konferencyjnych zamieszczono 79 referatów podstawowych, które podzielono na 8 sekcji tematycznych:

1. Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E
2. Stany pracy systemu elektroenergetycznego
3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
4. Nowe technologie w systemach elektroenergetycznych
5. Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
6. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii
7. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych
8. Wybrane zagadnienia elektroenergetyki.

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty mające charakter bardziej ogólny będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych, natomiast referaty specjalistyczne, wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych, będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Do referatów w każdej sekcji opracowywane będą referaty generalne, będące wprowadzeniem do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej w postaci prezentacji multimedialnej oraz w wersji papierowej w czterech kolejnych numerach kwartalnika „Acta Energetica”. Dodatkowo część referatów zostanie opublikowana w „Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej”.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- Nowe regulacje europejskie w obszarze rynku energii elektrycznej i ich wpływ na rynek krajowy – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- Aktualne problemy pracy operatora sieci rozdzielczej – ENERGA SA.

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez partnera konferencji oraz współorganizatorów.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego konferencji i za ich pomoc w przeprowadzeniu obrad, Panom Profesorom, którzy podjęli się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz Recenzentom referatów opublikowanych w „Acta Energetica” i „Zeszytach Naukowych”.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.



Referat plenarny

- NOWE REGULACJE EUROPEJSKIE W OBSZARZE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I ICH WPŁYW NA RYNEK KRAJOWY

Henryk Majchrzak, Konrad Purchała, Kamil Smolira7

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Nowe regulacje europejskie w obszarze rynku energii elektrycznej i ich wpływ na rynek krajowy

Autorzy

Henryk Majchrzak
Konrad Purchała
Kamil Smolira

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

europejski rynek energii elektrycznej, docelowy model rynku, regulacje prawne

Streszczenie

Proces budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej zapoczątkowano już w latach 80. ubiegłego wieku. W ostatnich czasie można jednak zaobserwować znaczne jego przyspieszenie, skutkujące powstaniem dużej liczby regulacji prawnych determinujących aktualne oraz przyszłe rozwiązania rynkowe. W artykule zostały omówione wprowadzone oraz będące jeszcze na etapie opracowywania regulacje prawne, decydujące o kształcie rynku energii w Europie, oraz ich wpływ na rynek krajowy.

1. Rozwój wspólnotowego rynku energii elektrycznej

W ostatnich latach nastąpiło znaczne przyspieszenie procesu budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej. Ze względu na ambitny harmonogram budowy rynku procesy implementacyjne przebiegają równoległe z procesami legislacyjnymi ustalającymi formalne podstawy prawne dla implementowanych mechanizmów. Niemniej należy podkreślić, że trwające prace będą skutkowały wypracowaniem i implementacją rozwiązań determinujących kształt rynku na następne dziesięciolecia.

Reforma rynków energii elektrycznej w Europie została zapoczątkowana w drugiej połowie lat 80. Polegała ona na zmianie organizacji sektorów elektroenergetyki, czyli przede wszystkim deregulacji i prywatyzacji monopolistycznych pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz wprowadzeniu konkurencji do zasad obrotu energią elektryczną. W konsekwencji energia elektryczna stała się towarem rynkowym, co pociągnęło za sobą rozwój rynków fizycznych i finansowych. Większego znaczenia zaczęły nabierać giełdy energii. Wprowadzono konkurencję między wytwórcami energii oraz między sprzedawcami energii do odbiorców końcowych, zachowując jednak naturalny monopol w obszarze sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych. Początkowo znaczące postępy w zakresie liberalizacji rynku energii zanotowano w zasadzie jedynie w krajach skandynawskich i Wielkiej Brytanii. Dopiero w 1997 roku, gdy weszła w życie Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 roku, dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, nastąpił przełom również w innych krajach. W 2003 roku wspomniana

dyrektywa została zastąpiona nową Dyrektywą 2003/54/WE, która obowiązywała do czasu przyjęcia tzw. trzeciego pakietu energetycznego w 2009 roku. Znaczący wkład w tworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej wniosło również Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 roku, w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, które określiło ogólne zasady zarządzania zdolnościami przesyłowymi na połączeniach wzajemnych pomiędzy państwami członkowskimi. Warunkiem efektywnego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw tej energii. Zasady i działania w tym zakresie uregulowane zostały w Dyrektywie 2005/89/WE z 18 stycznia 2006 roku, dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych.

2. Trzeci pakiet energetyczny

Obecnie realizacja europejskiej polityki energetycznej w zakresie budowy rynku energii elektrycznej opiera się na przyjętym w 2009 roku tzw. trzecim pakiecie energetycznym, który wszedł w życie 3 marca 2011 roku. Wdrożenie pakietu miało sprzyjać liberalizacji i dalszemu rozwojowi konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, a także poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw. Dla osiągnięcia tych celów trzeci pakiet energetyczny:

- powołał do życia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), której zadaniem jest zapewnienie właściwej koordynacji działań regulatorów, monitorowanie współpracy między operatorami systemów przesyłowych (OSP) oraz monitorowanie rynku i przebiegu procesu integracji

- sformalizował współpracę operatorów systemów przesyłowych poprzez utworzenie Europejskich Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu i Energii Elektrycznej (ENTSO-G i ENTSO-E)
- ustalił narzędzia wdrożenia jednolitego rynku energii, jakimi są kodeksy sieciowe, opracowywane na podstawie wytycznych ramowych
- wzmocnił rolę krajowych organów regulacyjnych poprzez rozszerzenie uprawnień oraz wprowadzenie obowiązku zapewnienia ich niezależności
- wprowadził nowe zasady dotyczące skutecznego rozdziału działalności w zakresie dostaw i wytwarzania od przesyłu energii elektrycznej
- wzmocnił prawa konsumenta i ochronę odbiorców wrażliwych.

Elementami trzeciego pakietu energetycznego w zakresie energii elektrycznej są następujące akty prawne:

- **Rozporządzenie WE nr 713/2009** Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej z 13 lipca 2009 roku, ustanawiające Agencję ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER) [2]
- **Rozporządzenie WE nr 714/2009** Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej [3]
- **Dyrektywa 2009/72/EC** Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [4].

3. Kodeksy sieciowe

Trzeci pakiet, poprzez Rozporządzenie 714/2009, przewiduje opracowanie regulacji uzupełniających, tzn. kodeksów sieciowych, doprecyzowujących to rozporządzenie i dookreślających wspólnotowe rozwiązania w zakresie rynku energii elektrycznej oraz pracy systemów. Kodeksy są opracowywane przez ENTSO-E na podstawie wytycznych ramowych ACER, następnie muszą uzyskać pozytywną opinię ACER po czym są przekazywane do Komisji Europejskiej. KE poddaje je tzw. procesowi komitologii, gdzie kraje członkowskie w ramach tzw. Komitetu Cross-Border Committee uzgadniają ostatecznie treść kodeksów. Po uzyskaniu akceptacji Komitetu Cross-Border Committee, kodeksy sieciowe są publikowane jako rozporządzenia Komisji Europejskiej, które obowiązują bezpośrednio w krajach członkowskich bez konieczności transponowania ich do prawa krajowego. Przewidywane są następujące kodeksy sieciowe:

Dotyczące pracy systemu

- **Operational Security (OS)** [9]. Kodeks zawiera podstawowe wymagania dla zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu, formalizuje w sensie prawnym ENTSO-E Operational Handbook. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE
- **Operational Planning and Scheduling (OPS)** [10]. Kodeks dotyczący operacyjnego planowania pracy i koordynacji współpracy OSP, m.in. realizacja wymiany międzysystemowej, procesy planowania pracy systemu na dzień następny (ang. *Day Ahead Congestion Forecast* – DCAF) itd. Status

na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE

- **Load Frequency Control and Reserves (LFCR)** [11]. Kodeks dotyczący zasad regulacji częstotliwości w połączonym systemie (definicja charakterystyki technicznej wykorzystywanych produktów, rezerw itd.). Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE
- **Emergency & Restoration (ER)** [12]. Kodeks zawiera zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych. Status na marzec 2015: w trakcie opracowywania przez ENTSO-E, odbyły się już publiczne konsultacje draftu Kodeksu ER
- **Staff Training & Certification (STC)**. Kodeks precyzujący obowiązki OSP w zakresie szkolenia i certyfikacji personelu operatorskiego. Status: brak konkretnej daty rozpoczęcia prac.

Dotyczące przyłączania do systemu

- **Requirements for Generators (RFG)** [13]. Kodeks przewidujący harmonizację w UE wymagań technicznych dla wytwórców przyłączanych do systemu. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, w trakcie procedowania przez KE w procesie komitologii
- **Demand Connection (DCC)** [14]. Harmonizacja wymagań technicznych dla odbiorców przyłączanych do systemu, fundament dla rozwoju technologii Smart Grid, *demand response* itd. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, w trakcie procedowania przez KE w procesie komitologii
- **HVDC Connections (HVDC)** [15]. Określenie wymagań dla przyłączania instalacji stałoprądowych – HVDC. Kodeks dotyczy m.in. instalacji *off-shore* (sieci morskich), połączeń DC w sieci synchronicznej i pomiędzy systemami. Status na marzec 2015: kodeks HVDC przekazany do ACER.

Dotyczące rynku

- **Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)** [8]. Kluczowy kodeks z punktu implementacji zintegrowanego rynku w Europie, zawierający zasady wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, wymagania dla procesów rynku dnia następnego i bieżącego. Status na marzec 2015: kodeks w grudniu 2014 roku uzyskał akceptację państw członkowskich UE w procesie komitologii, przewidywane wejście w życie to połowa 2015 roku
- **Forward Capacity Allocation (FCA)** [16]. Kodeks precyzujący ogólne zasady alokacji długoterminowych praw przesyłowych, m.in. stworzenie wspólnej platformy alokacji oraz zasady gwarantowania przez operatorów udostępnianych zdolności. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, kodeks przekazany do KE
- **Electricity Balancing (EB)** [17]. Kodeks zawiera zasady dotyczące bilansowania systemów elektroenergetycznych. Zakłada on stopniową harmonizację krajowych rynków bilansujących oraz stworzenie paneuropejskiego rynku bilansującego. Status na marzec 2015: kodeks jest obecnie procedowany przez ACER przed wydaniem opinii.

4. Rozporządzenie CACM

Kodeks CACM to pierwszy z kodeksów sieciowych, który uzyskał akceptację Komitetu Cross-Border Committee w grudniu

2014 roku i aktualnie oczekuje na pozytywną opinię Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej w ramach tzw. *scrutiny procedure*. Wejście w życie Kodeksu CACM jako „Rozporządzenie ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi” (Rozporządzenie CACM) jest planowane w połowie 2015 roku. Rozporządzenie CACM jest kluczowym aktem prawnym z punktu implementacji zintegrowanego rynku w Europie, regulującym m.in. następujące kwestie:

- Wprowadzenie zobowiązania do harmonizacji wielu aspektów rynków energii we wszystkich krajach członkowskich UE, m.in.: dopuszczalnych pułapów cen energii na rynkach giełdowych, wymienianych produktów, czasu zamknięcia bramki zgłaszania ofert dla rynku dnia następnego i rynku *intra-day*, metod wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, metod podziału kosztów operatorskich środków zaradczych
- Zdefiniowanie sposobu działania paneuropejskiego rynku dnia następnego i paneuropejskiego rynku dnia bieżącego.

Rynek Dnia Następnego (RDN lub ang. *Day-Ahead*) ma zostać oparty na jednym wspólnym mechanizmie Market Coupling (MC), łączącym rynki dnia następnego we wszystkich krajach członkowskich UE. Mechanizm MC integrujący europejskie rynki dnia następnego ma funkcjonować według zasady *single price coupling*. W ramach tego mechanizmu krajowe giełdy energii – oprócz swoich podstawowych usług rynkowych, takich jak: wyznaczenie cen energii, zapewnienie anonimowości zawieranych transakcji czy bezpieczeństwa finansowego – świadczą także usługę dodatkową w postaci efektywnej alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Realizacja alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w ramach aukcji *implicit* jest realizowana przy ścisłej współpracy giełd energii i operatorów systemów przesyłowych.

Docelowym modelem rynkowym dla alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w ramach **Rynek Dnia Bieżącego** jest niejawną alokacją ciągłą (ang. *implicit continuous allocation*). Przewidywane jest utworzenie wspólnej dla całej UE księgi zleceń (ang. *Shared Order Book – SOB*), umożliwiającej obrót energią w ramach rynku *intra-day*, wykorzystując dostępne w całej Europie zdolności przesyłowe. Podobnie jak w przypadku rynku dnia następnego, europejski rynek dnia bieżącego umożliwi obrót energią w całej Europie, a każda oferta zgłoszona w dowolnym kraju będzie widoczna we wszystkich krajach UE, o ile będą dostępne wymagane zdolności przesyłowe.

- Wprowadzenie pojęcia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (ang. *capacity calculation regions – CCR*), w ramach których następuje koordynacja procesów wyznaczenia zdolności przesyłowych oraz innych działań podejmowanych przez OSP. Propozycja definicji CCR ma zostać opracowana przez ENTSO-E i przedłożona do akceptacji ACER już trzy miesiące po wejściu w życie Rozporządzenia CACM, zakłada się, że będzie ona oparta na regionach określonych w pkt 3.2 lit. b) i d) załącznika I do Rozporządzenia (WE) nr 714/2009
- Określenie zasad wyznaczania i alokacji transgranicznych

zdolności przesyłowych. Zgodnie z Rozporządzeniem CACM dopuszczalne w całej UE będzie stosowanie jedynie dwóch metod wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych: Coordinated Net Transfer Capacity (Coordinated NTC) i Flow-Based Allocation FBA [1]. Alokacja FBA musi być stosowana w regionach Europy Środkowo-Wschodniej (CEE), Środkowo-Zachodniej (CWE) i północnej granicy Włoch (NBI). Ponadto wszystkie sąsiadujące regiony, które wprowadzą alokację FBA, mają obowiązek połączyć się w celu stosowania wspólnej metodyki alokacji. Zastosowanie alokacji FBA pozwoli na uwzględnienie współzależności pomiędzy zawieraniem transakcjami handlowymi a przepływami fizycznymi na głównych liniach przesyłowych i koordynację procesu alokacji, zdolności przesyłowych na wielu granicach. Umożliwi to częściowe ograniczenie niekorzystnych zjawisk występujących aktualnie w połączonych systemach przesyłowych, takich jak np. przepływy nieplanowe, które mają niekorzystny wpływ na polski system przesyłowy

- Obowiązek oraz tryb wyznaczania przez kraje członkowskie UE operatorów rynków krajowych (ang. *Nominated Electricity Market Operator – NEMO*), jak również obowiązki nakładane na NEMO w procesie budowy oraz rozwoju rynku energii. Przyjmuje się, że rola NEMO będzie pełniona przez giełdy energii
- Wprowadzenie zasady konkurencji pomiędzy NEMO w ramach jednego kraju oraz pomiędzy krajami. Celem wprowadzenia zasady konkurencji między giełdami jest zapewnienie najwyższej jakości usług uczestnikom rynku
- Wprowadzenie obowiązku konsultacji z uczestnikami rynku wszystkich szczegółowych rozwiązań dotyczących rynku energii opracowywanych przez OSP i NEMO, zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim
- Wprowadzenie zasady podejmowania decyzji przez OSP i NEMO w drodze głosowania większością kwalifikowaną. W prowadzonych dotychczas przez OSP i NEMO projektach implementacyjnych rozwiązań rynkowych decyzje były podejmowane jednogłośnie, więc CACM wprowadza tu nową jakość w stosunkach międzyoperatorskich i międzygiełdowych.

5. Inne regulacje UE

Oprócz regulacji wchodzących w skład trzeciego pakietu energetycznego oraz wynikających z jego postanowień kodeksów sieciowych, w ostatnim okresie wprowadzono również inne regulacje mające znaczący wpływ na funkcjonowanie i rozwój rynku energii w UE.

Rozporządzenie REMIT (1227/2011). Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [5] (*Regulation on Energy Market Integrity and Transparency – REMIT*) określa ramy prawne do monitorowania hurtowych rynków energii, mające na celu wykrywanie i zapobieganie praktykom stanowiącym nadużycia wpływające na hurtowe rynki energii, w szczególności zapobieganie wywieraniu wpływu na poziom cen na tym rynku. Z dniem wejścia

w życie Rozporządzenia REMIT, tj. 28 grudnia 2011 roku, zastosowanie mają normy prawne dotyczące obowiązku podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej oraz zakazu niewłaściwego ich wykorzystywania i manipulacji na hurtowym rynku energii. Pozostałe obowiązki, tj. obowiązek przekazywania do ACER informacji o transakcjach oraz tzw. informacji podstawowych, wchodzi w życie w terminach określonych w rozporządzeniu wykonawczym do rozporządzenia REMIT.

7 stycznia 2015 roku weszło w życie Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 roku w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 Rozporządzenia REMIT. Rozporządzenie to nakłada na uczestników rynku obowiązki w zakresie przekazywania do ACER informacji o transakcjach. W zależności od rodzaju transakcji obowiązki te powstają z dniem 7 października 2015 roku lub 7 kwietnia 2016 roku. Ponadto rozporządzenie wprowadza obowiązek przekazywania do ACER za pośrednictwem centralnej platformy informacyjnej ENTSO-E informacji na temat stanu urządzeń, tj. informacji na temat zdolności i wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub zużywających energię elektryczną, w tym dotyczących planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji, który powstaje 7 października 2015 roku.

Transparency Regulation (543/2013). Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej zmieniające Załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 [6]. Rozporządzenie to wskazuje organizację ENTSO-E jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości oraz za publikację na platformie informacyjnej danych rynkowych. Równocześnie, zgodnie z rozporządzeniem, pierwotni właściciele danych, tj. podmioty odpowiedzialne za tworzenie danych – w tym wytwórcy oraz odbiorcy energii, są zobowiązani do przekazywania do OSP kompletu wymaganych danych. Za pozyskanie odpowiednich danych oraz ich dostarczenie do ENTSO-E w celu publikacji odpowiadają OSP. Centralna platforma informacyjna dla europejskiego rynku energii została uruchomiona przez ENTSO-E 5 stycznia 2015 roku [18].

Rozporządzenie WE nr 347/2013. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 roku, w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, ustanawia przepisy dotyczące terminowego rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych z myślą o osiągnięciu celów unijnej polityki energetycznej, zmierzających do zapewniania funkcjonowania rynku wewnętrznego energii oraz bezpieczeństwa dostaw w UE, wspierania efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii, a także wspierania połączeń międzysystemowych między sieciami energetycznymi. Rozporządzenie 347 określiło listę priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej (projekty PCI), która ma podlegać aktualizacji co 2 lata. Projekty znajdujące się na liście unijnej są uważane za niezbędne z punktu widzenia polityki energetycznej oraz otrzymują status najwyższego możliwego znaczenia w kraju i są

traktowane zgodnie z tym statusem w ramach procesów wydawania pozwoleń i zgód administracyjnych, w tym również dotyczących oceny wpływu na środowisko. Projekty PCI kwalifikują się do unijnej pomocy finansowej w formie dotacji z Funduszu CEF (ang. *Connecting Europe Facility*) oraz instrumentów finansowych, takich jak Fundusz Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), wsparcie Europejskiego Banku Inwestycyjnego i innych.

Wytyczne EEAG. Wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 [7] (ang. *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020 – EEAG*) opublikowane 9 kwietnia 2014 roku, określają nowe zasady udzielania pomocy publicznej dla OZE, infrastruktury energetycznej oraz dla środków podejmowanych w celu zapewnienia wystarczalności zdolności wytwórczych. Na podstawie wytycznych EEAG Komisja Europejska będzie oceniała programy pomocy publicznej notyfikowane przez kraje członkowskie zgodnie z art. 108 (3) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

6. Podsumowanie

Przyspieszenie procesu budowy europejskiego rynku energii spowodowało konieczność opracowania dużej liczby regulacji prawnych, dających formalne podstawy do wprowadzenia nowych rozwiązań i przeprowadzenia zmian w funkcjonujących mechanizmach. Nowe regulacje wymuszają szersze otwarcie wszystkich segmentów krajowych rynków energii elektrycznej oraz stopniową ich harmonizację w kierunku jednolitego rynku europejskiego, co powinno znacząco poprawić sytuację jego uczestników poprzez dalszy rozwój konkurencji, zwiększenie płynności i ułatwienie dostępu do rynku. Prowadzone są również działania związane z zapewnieniem równego dostępu do informacji i transparentności rynku energii oraz uregulowaniem zasad przyznawania pomocy publicznej dla uczestników rynków energii w poszczególnych krajach członkowskich. Chociaż Komisja Europejska uważa, iż dla zakończenia budowy wewnętrznego rynku energii elektrycznej konieczna jest pełna implementacja istniejących ram prawnych przez wszystkie państwa członkowskie, ogłoszona w lutym 2015 koncepcja Unii Energetycznej zapowiada wiele kolejnych zmian legislacyjnych. Zmiany te mają zapewnić powstanie Unii Energetycznej, rozpatrywanej w pięciu wzajemnie wpływających na siebie wymiarach, tj. bezpieczeństwie energetycznym, zintegrowanym wewnętrznym rynku energii, efektywności energetycznej, dekarbonizacji gospodarki oraz badaniach i innowacjach. W ramach tej inicjatywy Komisja Europejska zapowiada podjęcie wielu działań, które mają zapewnić wdrożenie Unii Energetycznej, w tym nowe propozycje zmian legislacyjnych, bardzo istotnych również dla sektora elektroenergetycznego. W szczególności już w 2016 roku zapowiadane są propozycje legislacyjne dotyczące bezpieczeństwa dostaw oraz propozycje nowego modelu rynku energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. Schavemaker P.H., Beune R.J.L., Flow-based market coupling and bidding zone delimitation: Key ingredients for an efficient capacity allocation in a zonal system, 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm 2013.
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 roku ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713>.
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714>.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072>.
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227>.
6. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 roku w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające Załącznik I do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0543>.
7. Komisja Europejska: Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 (2014/C 200/01) [online], [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).
8. Commission Regulation (EU) establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (wersja robocza 05.12.2014) [online], <http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/D03752701-en.pdf>.
9. ENTSO-E: Network Code on Operational Security, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2015/01/130924-AS-NC_OS_2nd_Edition_final.pdf.
10. ENTSO-E: Network Code on Operational Planning and Scheduling, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130924-AS_NC-OPS_2nd_Edition_final.pdf.
11. ENTSO-E: Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 28.06.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf.
12. ENTSO-E: Working Draft Network Code on Emergency and Restoration, 22.01.2015 [online], https://www.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/NC_ER/150122_Network_Code_on_Emergency_and_Restoration_V2.pdf.
13. ENTSO-E: Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 08.03.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130308_Final_Version_NC_RfG1.pdf.
14. ENTSO-E: Network Code on Demand Connection, 21.12.2012 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/121221_final_Network_Code_on_Demand_Connection.pdf.
15. ENTSO-E: Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules, 30.04.2014 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140430-NC-HVDC.pdf>.
16. ENTSO-E: Network Code on Forward Capacity Allocation, 01.10.2013 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/131001-NC-FCA-final.pdf>.
17. ENTSO-E: Network Code on Electricity Balancing, 06.08.2014 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.pdf.
18. ENTSO-E: Transparency Platform [online], <https://transparency.entsoe.eu>.

Henryk Majchrzak

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: henryk.majchrzak@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach. W 2001 roku na Politechnice Opolskiej obronił pracę doktorską, obejmującą problematykę strat rozruchowych bloków energetycznych, i został adiunktem w Instytucie Elektrowni i Systemów Pomiarowych tej uczelni. W 2003 roku ukończył studia menedżerskie MBA na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, uzyskując tytuł magistra ekonomii. Od początku kariery zawodowej w 1986 roku był związany zawodowo z energetyką. Przeszedł kolejne szczeble awansu zawodowego, od stanowiska obchodowego po dyżurnego inżyniera ruchu w Elektrowni Bełchatów, a od 1991 roku pracował jako kierownik wydziału ruchu bloków, następnie główny inżynier eksploatacji w Elektrowni Opole. Od 1998 roku pełnił funkcję zastępcy dyrektora technicznego ds. eksploatacji, w 2004 roku został powołany na stanowisko członka zarządu, dyrektora technicznego. W 2005 roku objął funkcję prezesa zarządu, dyrektora generalnego BOT Elektrowni Opole SA. W 2008 roku wygrał konkurs na stanowisko prezesa zarządu BOT Górnictwo i Energetyka SA. Następnie był wiceprezesem ds. inwestycji i wytwarzania w PGE SA, a w latach 2009–2010 – dyrektorem Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki. Od lipca 2010 roku piastował stanowisko członka zarządu PSE.

Konrad Purchała

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: konrad.purchala@pse.pl

Dyrektor Biura Rozwoju Rynku Energii PSE Operator SA. Absolwent Wydziału Techniki Wielkich Mocy Politechniki Warszawskiej i studiów doktoranckich na Wydziale Elektroenergetyki Uniwersytetu w Leuven w Belgii. Stypendysta Erasmusa w Belgii. Od 2005 roku kierownik projektu Tractebel Engineering, Power System Consulting (grupa GdF-SUEZ), doradca w zakresie rynków energetyki i systemów elektroenergetycznych. Od 2009 roku pracuje w PSE Operator SA, początkowo jako doradca zarządu, a następnie w Departamencie Usług Operatorskich na stanowisku dyrektora zadania odpowiedzialnego za obszar integracji rynków energii. Od lutego 2012 roku dyrektor Biura Rozwoju Rynku Energii.

Kamil Smolira

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: kamil.smolira@pse.pl

Otrzymał tytuł mgr. inż. w 2003 roku oraz dr. inż. w 2008 roku za pracę „Analiza mechanizmów bilansowania na rynkach czasu rzeczywistego” na Wydziale Elektroniki i Techniki Informatycznych Politechniki Warszawskiej. Na PW był zatrudniony do 2011 roku. Od 2012 roku pracuje w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych SA, w Biurze Rozwoju Rynku Energii. Jego zainteresowania obejmują: badania operacyjne, systemy wspomaganie decyzji, rynki energii. Jest autorem i współautorem ponad 20 publikacji.

New European Electricity Market Regulations and their Impact on the Domestic Market

Keywords

European electricity market, target market model, legal regulations

Abstract

The process of building the European electricity market was initiated in the 1980s. Recently, however, significant acceleration of this process can be observed, resulting in many legal regulations determining the current and future market design. The paper discusses legal regulations shaping the energy market in Europe, both the existing ones and the ones still being drafted, as well as their impact on the domestic electricity market.

Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E

• OPERATION HANDBOOK POLICY 5 – EMERGENCY OPERATIONS, EDYCJA TRZECIA Rafał Kuczyński	15
• PROJEKT KODEKSU SIECIOWEGO EMERGENCY AND RESTORATION Robert Kielak	19
• KODEKSY SIECI – TWORZENIE EUROPEJSKIEGO PRAWA ENERGETYCZNEGO Grzegorz Błajszczak, Iwona Gawel	23
• E-HIGHWAY 2050: METHODOLOGY OF DATA CONTEXTUALIZATION FOR THE PURPOSE OF SCENARIO BUILDING Michał Bajor, Maciej Wilk	29
• OCZEKIWANY ZAKRES WSPÓŁPRACY OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PO WEJŚCIU W ŻYCIE KODEKSÓW SIECIOWYCH ENTSO-E Tomasz Pakulski, Jarosław Klucznik	36

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Operation Handbook Policy 5 – Emergency Operations, edycja trzecia

Autor

Rafał Kuczyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

Operaration Handbook, SCO, NC ER

Streszczenie

Druga edycja Operation Handbook Policy 5 została finalnie zaakceptowana w II połowie 2010 roku. Zawierała ona wnioski zebrane po awarii we Włoszech w 2003 roku i podziale systemu elektroenergetycznego kontynentalnej Europy w 2006 roku. Doświadczenia zebrane w kolejnych latach, związane m.in. z procesem Compliance Monitoring i opracowywaniem kodeksów sieciowych Unii Europejskiej, doprowadziły do rozpoczęcia w lutym 2013 roku prac nad kolejną edycją Policy 5. W artykule zostaną zaprezentowane zmiany, jakie pojawiły się w nowej wersji, ale także zagadnienia, przy których rozwiązaniu napotkano na problemy niemożliwe do rozstrzygnięcia. Ponieważ Policy 5 jest dokumentem w języku angielskim, nieprzetłumaczonym na język polski, autor często będzie używał oryginalnych pojęć.

1. Wstęp

UCTE (ang. *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) to system elektroenergetyczny obejmujący kraje zachodniej i środkowej Europy. Na początku XXI wieku w ramach UCTE, odpowiadając na rozwój rynku energii elektrycznej, podjęto decyzję o opracowaniu zasad współpracy operatorów systemów przesyłowych (OSP), będących członkami organizacji. Od strony formalnej była to umowa wielostronna Multilateral Agreement, w której strony zobowiązywały się do przestrzegania uzgodnionych wzajemnie zasad. Efektem tego porozumienia stał się Operation Handbook złożony początkowo z ośmiu części (tzw. Policy). Jedną z nich była Policy 5 – Emergency Operations. Pierwsza jej wersja została zaakceptowana w maju 2006 roku. W listopadzie tego samego roku doszło do poważnego zakłócenia pracy systemu elektroenergetycznego kontynentalnej Europy, skutkującego podziałem na trzy asynchroniczne obszary. Jednym z wniosków pozakłóceniovych była aktualizacja całości OH, w tym także Policy 5 (P5). Prace nad kolejną edycją P5 (tzw. 2nd Release) rozpoczęto w marcu 2008 roku i zakończono w drugiej połowie 2010 roku. Główną zmianą było ustalenie znacznie bardziej szczegółowych zasad współpracy pomiędzy OSP kontynentalnej Europy, na wypadek wystąpienia stanów *emergency* i *blackout* oraz współpracy podczas procesu *restoration*.

W latach 2011–2012, na polecenie Plenary Regional Group Continental Europe (RGCE) podgrupa Compliance Monitoring and Enforcement (SG CME) przeprowadziła wśród OSP ankietę dotyczącą uwag, wniosków, wątpliwości związanych z poszczególnymi częściami OH [1]. Duża grupa zagadnień dotyczyła właśnie P5. Równocześnie w tym samym czasie European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) na podstawie tzw. Framework Guidelines, opublikowanych przez

ACER (ang. *Agency for Cooperation of Energy Regulators*) rozpoczęło prace nad opracowywaniem tzw. kodeksów sieciowych UE (ang. *Network Codes*). W związku z powyższymi faktami Plenary RGCE podjęło kolejną decyzję dotyczącą aktualizacji OH, w tym części piątej, jedynie część ósma dotycząca szkoleń miała pozostać bez zmian.

2. Nowe i aktualizowane zagadnienia w trzeciej edycji OH Policy 5

7 lutego 2012 roku ENTSO-E RGCE SG CME opublikowała raport „Analysis of the RGCE Operation Handbook Inconsistencies”. Zawiera on analizę RGCE OH przeprowadzoną w trzech aspektach:

- lista zagadnień interpretowanych odmiennie przez OSP
- lista niezbędnych zmian – do wykorzystania podczas aktualizacji OH
- lista standardów wymagających uzupełnienia.

Opisana analiza została przeprowadzona na podstawie dwóch źródeł:

- informacji przekazanych bezpośrednio przez OSP
- wniosków zebranych przez SG CME podczas przeprowadzanych corocznie przez nią audytów wypełniania przez OSP zapisów OH.

Ogółem w zakresie Policy 5 zebrano 12 uwag o bardzo różnym charakterze, od redakcyjnych do bardzo szerokich, poruszających np. zagadnienia nominowania liderów częstotliwości i resynchronizacji, czy jednolitego określenia i rozumienia trybów pracy regulatorów centralnych.

Zgodnie z decyzją Plenary RGCE powołano zespół redakcyjny (ang. *drafting team*) do opracowania nowej trzeciej edycji Policy 5. W skład zespołu weszli przedstawiciele OSP: Amprion (Niemcy),

50-Hertz (Niemcy), RTE (Francja), REE (Hiszpania), Mavir (Węgry), EMS (Serbia), ESO EAD (Bułgaria), Tennet NL (Holandia), CEPS (Czechy), Terna (Włochy) i PSE (Polska). Prace rozpoczęto w lutym 2013 roku i trwają one do dzisiaj, z różną intensywnością, co zostanie opisane w dalszej części tekstu.

Zespół redakcyjny składa się w części z osób zajmujących się bezpośrednio zagadnieniami obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego, a w części z osób związanych z prowadzeniem ruchu systemu elektroenergetycznego.

Oprócz wymienionych powyżej zagadnień zespół dodatkowo zidentyfikował konieczność następujących działań:

- doprecyzowanie pojęć stanów pracy systemu elektroenergetycznego (*Normal, Alert, Emergency, Blackout*)
- określenie zakresu stosowania zapisów Policy 5
- precyzyjne określenie trybów pracy regulatorów centralnych i regulatorów jednostek wytwórczych (*Frozen Mode, Switched-off Control Mode, Frequency Control Mode, Local Frequency Control Mode*)
- określenie, co oznacza zapotrzebowanie w obszarze działania danego OSP (obecnie w kontynentalnej Europie zapotrzebowanie obszaru OSP (kraju) liczy się przynajmniej na trzy różne sposoby)
- zebranie informacji o nastawach automatyki SCO (ang. *under-frequency load shedding* – UFLS) w kontynentalnej Europie
- próby wprowadzenia definicji znanych, ale różnie interpretowanych pojęć (np. ang. *Island operation* czy *Island operation capability*).

Wyżej wymienione zagadnienia były stopniowo analizowane, w miarę możliwości rozwiązywane i proponowane w postaci nowych zapisów poszczególnych wymagań (standardów). Ważną rolę odgrywała wymiana informacji z innymi, równolegle pracującymi zespołami ENTSO-E, w tym w szczególności z *drafting team* Policy 1, z którą ustalono „przesunięcie” zapisów dotyczących innych niż normalny trybów pracy regulatorów centralnych z P1 do P5. Poza tym bardzo efektywna okazała się współpraca z podgrupą System Protection and Dynamics (SG SPD).

2.1. Stany pracy systemu elektroenergetycznego

Współpracując z zespołem redakcyjnym kodeksu sieciowego Operational Security ustalono następujące definicje pracy systemu elektroenergetycznego:

- stan normalny – system elektroenergetyczny pracuje bez zakłóceń, reguła N-1 jest spełniona
- stan *alert* – system elektroenergetyczny pracuje w dopuszczalnych limitach, ale np. reguła N-1 jest niespełniona, co oznacza, że nie ma takich środków zaradczych, które pozwoliłyby w przypadku wystąpienia zakłócenia utrzymać parametry systemu we właściwych limitach
- stan *emergency* – stan, w którym przynajmniej jeden z parametrów pracy systemu jest poza limitem
- stan *blackout* – stan systemu elektroenergetycznego, w którym została przerwana praca całości lub jego części
- *restoration* – stan systemu elektroenergetycznego, w którym są podejmowane działania po wystąpieniu stanu *blackout* lub *emergency*.

Powyższe stany pracy systemu (oczywiście poza normalnym) OSP jest zobowiązany ogłosić, jeżeli w jego własnym systemie istnieje zagrożenie dla pracy systemu RGCE jako całości.

2.2. Zakres stosowania OH Policy 5

Nowa edycja Policy 5 ma zastosowanie, jeżeli wydarzy się przynajmniej jeden z poniższych przypadków:

- odchyłka częstotliwości od bazowej jest równa bądź większa niż 200 mHz
- system RGCE został podzielony na asynchroniczne części bez względu na częstotliwość
- stan pracy systemu został określony jako *Restoration*.

2.3. Definicje trybów pracy regulatora centralnego i regulatorów jednostek wytwórczych

Zagadnienie jednoznaczne i jednolicie rozumianego trybu pracy regulatora centralnego (RC) wbrew pozorom okazało się zadaniem niezwykle skomplikowanym. O ile funkcja jego działania w trybie podstawowym nie podlega dyskusji, o tyle w innych stanach budzi wątpliwości i prowadzi do różnego sposobu wykorzystania, pomimo używania pozornie tego samego pojęcia. Tego rodzaju nieporozumienia zaobserwowano zarówno podczas prowadzenia przez SG CME audytów wypełniania zapisów Policy 5 (czterech członków zespołu redakcyjnego jest jednocześnie członkami SG CME i uczestniczy w audytach, głównie w charakterze przewodniczących zespołów audytowych), jak i w trakcie wspólnych szkoleń dyspozytorów regionu Europy Środkowo-Wschodniej na symulatorze systemu elektroenergetycznego.

Prace nad ujednoczeniem pojęć w tym zakresie były jednym z najbardziej angażujących zagadnień, z drugiej strony pozwoliły dokonać szerokiej wymiany poglądów, a przede wszystkim przedyskutować rozwiązania stosowane przez poszczególnych OSP. Finalny produkt, jak zawsze w tego rodzaju współpracy, jest oczywiście pewnym kompromisem, ale daje wytyczne, w jaki sposób interpretować pojęcia, tak by w przypadku konieczności ich zastosowania zrozumienie było identyczne.

- Tryb pracy *RC Frozen* – dostawca regulacji wtórnej podtrzymuje ostatni sygnał kontrolny z RC, technicznie oznacza to, że moc czynna jednostki wytwórczej pozostaje na tym samym poziomie (bez uwzględnienia działania regulacji pierwotnej).
- Tryb pracy *RC Switched off Control* – dostawca regulacji wtórnej nie otrzymuje sygnału regulacyjnego z RC, jest od niego odłączony, technicznie oznacza to, że dla zmiany mocy czynnej jednostki wytwórczej konieczne jest wydanie polecenia przez właściwy organ służb dyspozytorskich.
- Tryb pracy *RC Frequency Control* – dostawca regulacji wtórnej otrzymuje sygnał regulacyjny zależny jedynie od $k \cdot \Delta f$ (część całkowita RC powinna, jeżeli to możliwe, wynosić 0).
- Tryb pracy regulatora jednostki wytwórczej *Local Frequency Control* – funkcjonalność regulatora tej jednostki określająca przełączenie go (automatycznie bądź ręcznie) po przekroczeniu określonej odchyłki częstotliwości od wartości bazowej w tryb regulacji obrotów P, połączona z wyłączeniem go z regulacji wtórnej. Taki tryb jest stosowany przez wielu operatorów

w celu zapewnienia stabilnej pracy jednostki wytwórczej oraz dla wsparcia procesu odbudowy częstotliwości w systemie. Przykładowe rozwiązanie opisano w [2].

2.4. Definicja zapotrzebowania obszaru danego OSP i automatyka SCO (UFLS)

W ramach prac nad opracowaniem propozycji wspólnych zasad automatyki SCO podjęto próbę jednolitego określenia zapotrzebowania obszaru danego kraju (lub OSP w przypadku Niemiec i Austrii, posiadających więcej niż jednego OSP). Wartość ta stanowi podstawę do obliczenia wielkości mocy wyłączanej przez automatykę SCO. Podczas analizy okazało się, że w obszarze kontynentalnej Europy istnieje kilka wariantów wyliczania tego zapotrzebowania. Najbardziej popularną jest metoda podania sumy generacji netto jednostek wytwórczych (tzn. bez potrzeb własnych) +/- export/import i odliczenie mocy pobieranej przez zasobniki energii (np. jednostki wytwórcze w elektrowniach szczytowo-pompowych pracujące w trybie pompowym). Przedstawiony powyżej sposób wyliczania nie znajduje jednak praktycznego zastosowania w przypadku krajów, w których istnieje znaczna liczba źródeł w postaci paneli fotowoltaicznych przyłączonych bezpośrednio do sieci najniższych napięć (przede wszystkim w Niemczech). W takim przypadku zapotrzebowanie jest wyliczane albo na bieżąco, na podstawie danych mierzonych lub szacowanych (na podstawie prognoz) albo *ex-post* (nawet miesiąc po) na podstawie danych pobranych z liczników energii elektrycznej odbiorców końcowych (w takim przypadku dość trudne jest uwzględnienie strat w sieciach). Niestety, nie udało się znaleźć wspólnego rozwiązania, w rezultacie w Kodeksie Sieciowym Emergency and Restoration (NC ER) przyjęto definicję użytą w Rozporządzeniu Unii Europejskiej 543/2013 [3] – która w oryginale brzmi „total load, including losses without power used for energy storage, means a load equal to generation and any imports deducting any exports and power used for energy storage”, zaś w wersji polskojęzycznej: »całkowite obciążenie«, obejmujące straty bez mocy wykorzystywanej do przechowywania energii, oznacza obciążenie równe wytworzonej energii wraz z energią importowaną, po odjęciu energii eksportowanej i mocy wykorzystywanej do przechowywania energii”. Zespół redakcyjny Policy 5 zapewne zastosuje identyczne rozwiązanie. Obecnie zagadnienie mocy wyłączanej przez automatykę SCO jest regulowane wewnątrz w każdym z krajów pracujących w systemie RGCE. W rezultacie poziom zapotrzebowania wyłączanego łącznie we wszystkich stopniach różni się dość znacznie i wynosi od prawie 25% do 70% (pamiętając o zastrzeżeniu we wcześniejszym akapicie), w podobny sposób zróżnicowane są progi częstotliwościowe, ich liczba, a także wielkość mocy przypadającej na poszczególne stopnie. Dodatkowo dwóch operatorów stosuje funkcję df/dt dla aktywacji pierwszego stopnia. Zespół redakcyjny, wykorzystując m.in. informacje zebrane podczas procesu *self-assessment* Policy 5, jak i samych audytów tej części OH, przygotował zestawienie, jak wygląda automatyka SCO u poszczególnych operatorów SCO. Dokument ten stał się jednym z bodźców do podjęcia przez Plenary RGCE decyzji, aby podgrupa SPD przeprowadziła dokładną analizę zagrożeń

wynikających z takiej praktyki, w swoich pracach miała także uwzględnić istnienie źródeł odnawialnych (wiatrowych i fotowoltaicznych) i ich wpływ na poprawny technicznie plan obrony systemu RGCE przed obniżeniem się częstotliwości.

Wynikiem prac SG SPD, zakończonych w listopadzie 2014 roku, było opracowanie rekomendacji, jak powinna wyglądać automatyka SCO (UFLS) w kontynentalnej Europie. Jej najważniejsze elementy to:

- Łącznie należy wyłączyć 40–50% zapotrzebowania w przedziale częstotliwości 49,0–48,0 Hz
- Liczba stopni SCO powinna wynosić minimum 6, ale zaleca się, by nie przekraczała 10
- Mając na uwadze obecny poziom techniki, zaleca się, aby poszczególne stopnie SCO różniły się o minimum 100 mHz
- Czas wyłączenia odbiorcy musi być nie dłuższy niż 300 ms od momentu wystąpienia zdarzenia, zaleca się, by wynosił on 150 ms, jednocześnie nie jest dopuszczalne nastawianie zwłoki czasowej
- W stopniu pierwszym (49,0 Hz) należy wyłączyć minimum 5% zapotrzebowania, w każdym stopniu nie więcej niż 10%.

Powyższe wytyczne znalazły swoje odzwierciedlenie, z niewielkimi zmianami, w opracowanej przez ENTSO-E propozycji NC ER. W związku z otrzymanym zaleceniem zespół redakcyjny Policy 5 powinien w najbliższym czasie zaadoptować te zasady do swojego dokumentu.

2.5. Nowe definicje

Oprócz opisanych powyżej definicji dotyczących stanów pracy systemu elektroenergetycznego oraz trybów pracy regulatorów centralnych podjęto próbę wspólnego określenia znanych pojęć, których zrozumienie bywało różne.

- Praca wyspowa (ang. *Island operation*) – praca całego systemu lub jego części po odłączeniu się od systemu połączonego posiadającego przynajmniej jeden generator zasilający ten system i regulujący częstotliwość i napięcie.
- Zdolność do pracy wyspowej (ang. *Island operation capability*) – zdolność techniczna jednostki wytwórczej umożliwiająca poprawną regulację częstotliwości i napięcia podczas zasilania pozbawionej napięcia części systemu elektroenergetycznego.
- Jednostka wytwórcza samostartująca (ang. *Black-start unit*) – jednostka wytwórcza posiadająca zdolność do samouruchomienia bez zewnętrznego źródła zasilania, zawiera w sobie zdolność do pracy wyspowej.
- Praca na potrzeby własne (ang. *House load operation of units*) – zdolność techniczna jednostki wytwórczej to zasilania swych potrzeb po odłączeniu się od systemu elektroenergetycznego, zdolność ta może być limitowana czasowo.

Pozostałe pojęcia, takie jak: lider częstotliwości (ang. *Frequency leader*) czy lider resynchronizacji (ang. *Resynchronisation leader*) [4], zostały zmodyfikowane w niewielkim stopniu.

3. Podsumowanie

Druga edycja Policy 5 została zaakceptowana poprzez podpisanie przez operatorów systemów przesyłowych kontynentalnej Europy umowy MLA. Obecna edycja jest akceptowana przez

Plenary RGCE. 4 czerwca 2014 roku grupa ta zaakceptowała cały tekst Policy 5, poza rozdziałem dotyczącym automatyki SCO, równocześnie nakazując zespołowi redakcyjnemu przygotowanie standardów w tej kwestii na podstawie opisanego raportu SG SPD. Plan ten jest realizowany z pewnym opóźnieniem, wynikającym z opracowywania NC ER (proces akceptacji przez ENTSO-E do końca marca 2015 roku, szczegóły w [5]). Zespół redakcyjny spodziewa się, że w czerwcu 2015 roku (prawie równocześnie z tegoroczną konferencją APE) dokument zostanie ostatecznie zaakceptowany przez Plenary RGCE i następnie opublikowany na stronie ENTSO-E. Kolejnej wersji Policy 5 (być może już pod inną nazwą) należy się spodziewać po wejściu w życie kodeksu sieciowego Emergency and Restoration. Czas poświęcony na opracowanie trzeciej edycji Policy 5 pozwolił na pewne przyspieszenie prac przy redakcji NC ER. Od strony praktycznej pozwolił na wymianę poglądów, pojęć, pozwolił lepiej zrozumieć mechanizmy stosowane przez różnych operatorów i kraje kontynentalnej Europy. Należy mieć nadzieję, że wysiłek w to włożony nie zostanie zmarnowany i efekty działań znajdą np. swoje odzwierciedlenie przy szkoleniu dyspozytorów. Pierwsze tego elementy są realizowane podczas szkoleń inter-TSO operatorów naszego regionu, to jest CEPS (Czechy), SEPS (Słowacja),

Mavir (Węgry), ELES (Słowenia), HOPS (Chorwacja), APG (Austria), 50-Hertz (Niemcy), Tennet D (Niemcy) i PSE (Polska).

BIBLIOGRAFIA

1. ENTSO-E RG CE SG CME "Analysis of the RG CE Operation Handbook Inconsistencies".
2. CEPS a.s. – Grid Code – point 1.3.11 (s. 57) [online], http://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/part_I_II_III_an_rev11.pdf.
3. Rozporządzenie Komisji UE 543/2013 z 14 czerwca 2013 roku w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32013R0543>.
4. ENTSO-E RGCE Operation Handbook [online], <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>.
5. Kodeks Sieciowy Emergency and Restoration [online], <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx>.

Rafał Kuczyński

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: rafal.kuczynski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Od 1992 roku pracownik Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Zawodowo zajmuje się planami obrony i odbudowy KSE. Członek zespołów redakcyjnych OH Policy 8 i Policy 5, przewodniczący zespołu redakcyjnego 3rd Release Policy 5. W ramach ENTSO-E zajmuje się m.in. realizacją procesu monitorowania wypełniania przez OSP zapisów OH – członek SG CME.

Operation Handbook Policy 5 – Emergency Operations, 3rd Edition

Keywords

Operation Handbook, SCO, NC ER

Abstract

The second edition of Operation Handbook Policy 5 was finally approved in the second half of 2010. It contained conclusions from the crash in Italy in 2003, and the division of continental Europe's power system in 2006. The experience gained in the subsequent years, associated with the Compliance Monitoring process, and drafting the European Union's grid codes, had led in February 2013 to the launch of work on the next edition of Policy 5. The paper presents amendments in the new version, but also the issues the resolution of which encountered irresolvable problems. Because Policy 5 has been drawn up in English and not translated into Polish, the author often uses its original notions.

Projekt kodeksu sieciowego Emergency and Restoration

Autor

Robert Kielak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kodeksy sieciowe, plany obrony i odbudowy KSE

Streszczenie

Zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009, organizacja ENTSO-E (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) opracowała projekt kodeksu sieciowego Emergency and Restoration według wytycznych przekazanych przez ACER (Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, ang. *Agency for Cooperation of Energy Regulators*). Kodeks ten po przejściu drogi legislacyjnej stanie się ogólnie obowiązującym prawem w Unii Europejskiej. W artykule zostanie przedstawione krótkie omówienie wymagań zawartych w projekcie kodeksu przekazanym przez ENTSO-E do ACER.

Do opracowania kodeksów sieciowych dotyczących energii elektrycznej mandat od Komisji Europejskiej dostało ENTSO-E. Wytyczne opracowało i przekazało ACER. Wytyczne zawierały wiele zagadnień, które należy uregulować w ramach opracowywanego dokumentu prawnego. ENTSO-E miało rok na przygotowanie projektu rozwiązania od momentu otrzymania mandatu. Okres ten przypadł od 1 kwietnia 2014 roku do 1 kwietnia 2015 roku. Projekt dokumentu został przesłany do opinii ACER, a potem po ewentualnych korektach ma być przekazany do Komisji Europejskiej, gdzie będzie podlegał tzw. procesowi komitologii, a następnie głosowaniu. Aby zachować przejrzystość tworzonego prawa, w trakcie opracowywania dokumentu odbyło się pięć konsultacji publicznych oraz warsztatów, w ramach których każdy mógł zgłosić swoje uwagi na bieżącym etapie prac. Szczegółowo opis tego procesu jest dostępny na stronie internetowej ENTSO-E [1]. W przygotowaniu dokumentu uczestniczyli przedstawiciele operatorów systemów przesyłowych z różnych stref synchronicznych. Uwagi składali zarówno przedstawiciele stowarzyszeń energetyki, jak i osoby prywatne, z różnych krajów z terenu całej Unii Europejskiej. W niniejszym artykule opisano krótko zawartość dokumentu w najnowszej na obecnym etapie dostępnej wersji, czyli projekt, który został przekazany przez ENTSO-E do ACER. Istnieje jedynie wersja angielska tekstu. Tłumaczenie na języki krajów członkowskich Unii Europejskiej zostanie dokonane, gdy dokument będzie wchodził w życie. Stąd określenia stosowane w tym artykule są tłumaczeniami dokonanyymi na bieżąco na potrzeby tekstu i nie mogą być uznawane za ostateczne terminy stosowane w przyszłej regulacji.

Aktualny zakres projektu składa się z następujących rozdziałów: Ustalenia ogólne, Plan obrony, Plan odbudowy, Zagadnienia

rynkowe, Wymiana informacji i komunikacja, Testowanie i aktualizacja planów, Implementacja oraz Ustalenia końcowe.

Rozdział dotyczący ustawień ogólnych na początku określa przedmiot i zakres regulacji. Podstawową informacją jest, że kodeks dotyczy stanów awaryjnych, katastrofalnych (*blackout*) oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego i jest adresowany do operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, dużych użytkowników sieci (np. odbiorców energii), dostawców usług z zakresu obrony i odbudowy oraz pozostałych uczestników rynku energii, jeśli zostali wskazani. Określa również wyjątki od stosowania kodeksu w niektórych przypadkach. Na tym etapie określono, co należy rozumieć jako dużego użytkownika sieci. Kolejny artykuł zawiera definicje określeń stosowanych w kodeksie. Definicji jest 13, co ze względu na rozmiar regulacji wymaga komentarza. Przy tworzeniu dokumentu założono jego pełną spójność z innymi kodeksami regulującymi obszar energetyki. Przyjęto też zasadę, że określenia raz zdefiniowane nie będą równolegle definiowane w innych kodeksach. W związku z tym, by w pełni zrozumieć niektóre zapisy, należy zapoznać się z pakietem kodeksów i definicji w nich zawartych. Pewnym ułatwieniem może być prowadzony przez ENTSO-E i funkcjonujący online słownik [2]. Następny artykuł dotyczy pryncypiów prawnych leżących u podstaw tworzenia kodeksu i jego możliwości stosowania. W czwartym z kolei artykule wyszczególniono, które z elementów procedur tworzonych na podstawie niniejszego kodeksu będą podlegać zatwierdzeniu przez regulatora krajowego (lub inne właściwe organy państwa) lub mają być wysyłane mu do wiadomości. Artykuł dotyczący kosztów ustanawia, że koszty poniesione przez operatorów, poniesione w związku z kodeksem, powinny być oceniane przez regulatora krajowego i jeśli zostaną uznane za zasadne – uwzględnione

w taryfie. Następnie opisane są zasady konsultacji i koordynacji zagadnień związanych z obroną i odbudową systemu zarówno na etapie przygotowania planów, jak i w samym procesie działań związanych z wykonywaniem tych planów. Obowiązki te dotyczą wszystkich zaangażowanych podmiotów, w szczególności zaś relacji pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych oraz pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i przyłączonymi do niego operatorami systemów dystrybucyjnych. Wszelkie informacje wymieniane w ramach realizacji zobowiązań wynikających z tego Kodeksu podlegają ochronie. W artykule 8 [3] postarano się uregulować status systemów pracujących synchronicznie z systemami Unii Europejskiej. Państwa te powinny zawrzeć umowę regulującą zasady pracy synchronicznej i przestrzegania zapisów kodeksu. Zapisy te w szczególności dotyczą np. Turcji czy krajów nadbałtyckich.

Rozdział drugi kodeksu jest poświęcony planowi obrony systemu energetycznego. Podzielony został na dwie sekcje: zasady ogólne oraz środki obrony systemu. Sekcja dotycząca zasad ogólnych określa na początku sposób opracowania i zawartość planów obrony. Wskazuje, które elementy powinny być brane pod uwagę przy projektowaniu, jakimi zasadami się kierować, jakie środki techniczne i organizacyjne musi zawierać. Wprowadza zasadę, że niektóre części planu obrony powinny być przekazywane przez operatora systemu przesyłowego do wiadomości urzędu regulacji. Kolejny artykuł opisuje formalny sposób wdrożenia planu obrony w instalacjach i sieciach operatorów i użytkowników. Następnie zostały określone warunki aktywacji procedur określonych w planach obrony oraz zasady pomocy i koordynacji między operatorami systemów przesyłowych. Sekcja dotycząca środków obrony systemu nakłada obowiązek przygotowania oraz zakres procedur i działań automatycznych, które muszą być elementem planu obrony. Pierwsza procedura (artykuł 13 [3]) dotyczy działań i obowiązków w przypadku wystąpienia odchyłki częstotliwości, w szczególności wydawania poleceń zmian punktu pracy elektrowni oraz wyłączania odbiorców. W kolejnym artykule określono schemat działań automatycznych, które mają zostać zrealizowane w przypadku spadku częstotliwości. Określono obowiązek aktywacji *Limited – Frequency Sensitive Mode – Underfrequency* (środek techniczny określony w kodeksie Requirements for Generators) [4], wyłączenia zasobników energii pracujących w trybie poboru mocy (w przypadku Polski chodzi głównie o elektrownie szczytowo-pompowe pracujące w trybie pompowym) i samoczynnego odciążania częstotliwościowego (SCO). Na szczególną uwagę zasługuje określenie szczegółów technicznych SCO, w tym na przykład procentowe wielkości mocy do wyłączenia w zależności od częstotliwości. Postawienie tych wymagań ma wymusić większe zharmonizowanie w obszarach synchronicznych planów wyłączeń przez automatykę SCO, które przygotowywane są do tej pory indywidualnie przez każdy z krajów (operatorów). Następnym wymaganiem sekcji drugiej jest schemat działań automatycznych w przypadku wzrostu częstotliwości. Schemat ten ma gwarantować automatycznie redukcję mocy przez jednostki wytwórcze. Kryteria częstotliwości i współczynnika

redukcji mają być uzgodnione z pozostałymi operatorami strefy synchronicznej. Podstawowo przewidziano aktywację *Limited – Frequency Sensitive Mode – Overfrequency* (środek techniczny określony w kodeksie Requirements for Generators) [4], a jeśli konieczne, wyłączenie poszczególnych jednostek wytwórczych. Procedurą wymaganą przez plan obrony jest procedura w przypadku odchyłki napięciowej. Problemy napięciowe muszą być też ujęte w ramach schematu działań automatycznych. Schemat działań automatycznych ma zapobiegać lawinie napięciowej. Wymaganą procedurą jest procedura zarządzania przepływami w przypadku przekroczenia wartości krytycznych, a także procedura udzielenia pomocy awaryjnej w postaci przesyłania mocy czynnej i wystąpienia o pomoc awaryjną. Ostatnim środkiem, który na mocy kodeksu ma być objęty procedurą, jest ręczne wyłączanie odbiorców w sytuacji awaryjnej. Ma to być dodatkowy środek do ewentualnego rozwiązania problemów zawartych w poprzednich procedurach.

Rozdział trzeci kodeksu obejmuje zagadnienia planu odbudowy systemu. Podzielony został na cztery sekcje: zasady ogólne, przywracanie zasilania, prowadzenie częstotliwości, resynchronizacja. Struktura i zawartość sekcji zasady ogólne jest analogiczna jak takiej samej sekcji w rozdziale poświęconym obronie, jednakże nie występuje artykuł o pomocy i koordynacji między operatorami. Zagadnienia te zostały uregulowane osobno w kolejnych częściach. Sekcja druga przewiduje powstanie procedury odbudowy, która będzie bazowała na dwóch podstawowych scenariuszach tzw. *top-down* i *bottom-up*. Określono, jakie uwarunkowania lokalne i bieżące procedura taka powinna wziąć pod uwagę. Sekcja trzecia poświęcona jest prowadzeniu regulacji częstotliwości. Przewiduje powstanie odpowiednich rozwiązań organizacyjnych, które mają na celu powrót do częstotliwości nominalnej. Powinny one być aktywowane w przypadku podziału systemu, powstania odchyłki częstotliwości w systemie i w czasie odbudowy. Procedura opisująca działania powinna zawierać przynajmniej zasady wyboru tzw. lidera częstotliwości, zdefiniowanie częstotliwości docelowej w przypadku odbudowy systemu „od dołu” (*bottom-up*), prowadzenie częstotliwości po zaistnieniu odchyłki częstotliwości w systemie i w przypadku podziału systemu. Szczegółowo w oddzielnych artykułach określono, jakimi zasadami należy się kierować w przypadku zagadnień, które mogą obejmować więcej niż jednego operatora systemu. Określono, że funkcję tzw. lidera częstotliwości ma pełnić operator z najwyższym oszacowanym współczynnikiem K. Prowadzeniem częstotliwości po zaistnieniu odchyłki częstotliwości w systemie ma zajmować się wybrany lider częstotliwości, ustalając tryby pracy regulatorów centralnych w porozumieniu z innymi operatorami i zarządzając dostępnymi rezerwami do regulacji częstotliwości. Prowadzenie częstotliwości po podziale systemu ma się odbywać na podobnych zasadach, z tym że docelowa częstotliwość może być inna, określona przez tzw. lidera synchronizacji, z którym lider częstotliwości jest zobowiązany współpracować. Ostatnia czwarta sekcja tego rozdziału dotyczy resynchronizacji systemu po jego podziale. Określa ona, że po wybraniu w każdym z podsystemów lidera częstotliwości,

dla planowanego połączenia dwóch podsystemów należy wybrać lidera synchronizacji, który będzie odpowiedzialny za przygotowanie i przeprowadzenie synchronizacji podzielonych obszarów przy wyznaczonych parametrach kąta, częstotliwości i napięcia. Wyznaczono zasady, jakimi należy się kierować przy wyborze lidera synchronizacji, z których podstawowym jest posiadanie przez danego operatora na granicy synchronizowanych obszarów, stacji wyposażonej w synchronizator, ale także pomiarów częstotliwości i napięcia oraz środków do regulacji napięcia w wyznaczonym miejscu. Lider synchronizacji musi określić strategię synchronizacji, w tym m.in. określić parametry dopuszczalne łączenia, wybrać pierwszy i kolejne równoległe miejsca łączeń, a następnie, współpracując z liderami częstotliwości, przeprowadzić łączenie.

Rozdział czwarty dedykowano oddziaływaniom rynkowym. Na początku określono w nim, które z działań rynkowych mogą być zawieszane przez operatora systemu przesyłowego w przypadku wystąpienia stanu awaryjnego lub katastrofalnego (*blackout*). Wprowadzono obowiązek opracowania przez operatora systemu przesyłowego, w porozumieniu z uczestnikami rynku, zasad i warunków zawieszenia oraz przywracania funkcjonowania rynku. Zasady te muszą zostać następnie zatwierdzone przez właściwy krajowy organ regulacyjny. Wskazano, które parametry kryterialne wziąć pod uwagę przy wyznaczeniu warunków zarówno przy zawieszeniu, jak i przy przywracaniu rynku. Kolejnym obowiązkiem nałożonym na operatora systemu przesyłowego jest konieczność opracowania i opublikowania procedury komunikacji związanej w zawieszaniem i przywracaniem rynku oraz zasad rozliczeń za okres braku funkcjonowania rynku.

Rozdział piąty to wymiana informacji i komunikacja, narzędzia i wyposażenie. W rozdziale tym wyszczególniono, których informacji ma prawo domagać się operator systemu przesyłowego w przypadku stanu awaryjnego, katastrofalnego (*blackout*) i odbudowy od operatorów systemu dystrybucyjnego i użytkowników systemu, a także które posiadane informacje jest zobowiązany przekazać zwrotnie w poszczególnych przypadkach. Określono wymaganie posiadania przynajmniej jednego redundantnego kanału łączności głosowej pomiędzy operatorami systemu przesyłowego oraz przyłączonymi operatorami dystrybucyjnymi i dużymi użytkownikami systemu, funkcjonującego co najmniej 24 godz. bez zasilania z sieci. W przypadku wytwórców typu B oraz dostawców usługi odbudowy typu A i B (podział zgodny z kodeksem RfG) [4], wymaganie to może być zastąpione przesyłaniem danych. Analogiczne wymagania co najmniej 24-godzinnej pracy po utracie zasilania z sieci zostało postawione w stosunku do krytycznych narzędzi i wyposażenia operatora systemu przesyłowego (podstawowego i rezerwowego punktu dyspozytorskiego), operatorów dystrybucyjnych oraz dużych użytkowników. Operator systemu przesyłowego powinien być zdolny do przeniesienia swojej działalności w ciągu maksymalnie 3 godz. do punktu rezerwowego.

Rozdział szósty został poświęcony weryfikacji spełnienia wymagań ustanowionych w kodeksie. Posiada dwie sekcje, pierwsza dotyczy testowania zdolności technicznych, a druga – okresowej weryfikacji oraz testowaniu planów obrony i odbudowy. W sekcji pierwszej operator systemu przesyłowego został zobowiązany do przygotowania planu cyklicznego oceniania i testowania zdolności technicznych niezbędnych do zapewnienia sprawnej obrony i odbudowy systemu. Dla wytwórców ustanowiono minimum 3-letni okres na testy samostartu oraz obowiązek testowania zrzutu na potrzeby własne po każdej modernizacji obejmującej urządzenia związane z tą funkcjonalnością lub po dwóch nieudanych zrzutach. Odbiorcom dostarczającym usług DSR ustanowiono analogiczne zasady: minimum 3-letni okres testowania redukcji obciążenia lub po dwóch nieudanych redukcjach. Zdolność samostartu na połączeniach prądem stałym również ma być sprawdzana najrzadziej co 3 lata. Ustalono konieczność testowania przełączników SCO, przy czym okres testowania pozostawiono do określenia w prawie narodowym. Testowanie łączności powinno się odbywać co najmniej raz na rok, a zasilania awaryjnego łączności raz na trzy lata. Sekcja druga zawiera zasady weryfikacji planu obrony i oddzielnie planu odbudowy. W ramach planu obrony określa obowiązek monitorowania przez operatora systemu przesyłowego wdrażania SCO oraz weryfikacji opracowanego planu najdalej co pięć lat. W ramach planu odbudowy określa obowiązek sprawdzania przynajmniej co pięć lat określonych części planu symulacyjnie, a jeśli to konieczne i możliwe do przeprowadzenia – poprzez test rzeczywisty.

Rozdział siódmy „Implementacja” określa zasady monitorowania wdrożenia kodeksu przez poszczególne podmioty oraz obowiązki przekazywania danych z tym związane.

Ostatni rozdział ósmy jest poświęcony wejściu w życie kodeksu, co ma nastąpić 20 dni po opublikowaniu. Przewidziano dodatkowo 1-, 2- lub 5-letnie okresy dodatkowe na dostosowanie niektórych postawionych wymagań.

W artykule przedstawiono krótkie omówienie struktury i zawartości dokumentu. Należy podkreślić, że wymagania zawarte w projekcie kodeksu są bardziej szczegółowe i w celu ich poznania należy skorzystać z dokumentu źródłowego. Kodeksy są nowym rodzajem dokumentu regulującym działalność energetyki na poziomie europejskim, ich postanowienia będą nadrzędne w stosunku do regulacji krajowych. Nawet jeśli na dalszym etapie legislacji część z nich zostanie przekwalifikowana z kodeksu (Code) na wytyczne (Guidelines), co już ma miejsce w przypadku niektórych kodeksów, to obowiązek ich stosowania będzie występował. Niektóre z rozwiązań są zbieżne z aktualnymi wymaganiami ustawy Prawo energetyczne i jej aktów wykonawczych, inne wprowadzają nowe rozwiązania w stosunku do krajowych lub regulują obszary, które do tej pory nie są znormalizowane. Warto mieć wiedzę na temat planowanych wymagań, w szczególności przy podejmowaniu działań inwestycyjnych i modernizacyjnych.

BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx>, dostęp: 27.03.2015.
2. <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>, punkt Terminology Translations, dostęp: 27.03.2015.
3. https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC%20ER_final.pdf, dostęp: 27.03.2015.
4. <http://networkcodes.entsoe.eu/connection-codes/requirements-for-generators/>, dostęp: 27.03.2015.

Robert Kielak

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: robert.kielak@pse.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2000 roku pracuje w grupie kapitałowej PSE SA, obecnie w Departamencie Usług Operatorskich, wcześniej (2000–2005) w Wydziale Planowania Pracy Sieci przy Obszarowej Dyspozycji Mocy w Warszawie (wtedy PSE-Centrum sp. z o.o.). Od 2005 roku w Sekcji Obrony i Odbudowy Systemu Departamentu Usług Operatorskich PSE SA. Autor artykułów na temat przeprowadzanych w KSE prób odbudowy systemu energetycznego. Członek Drafting Team Network Code on Emergency and Restoration.

Draft of Emergency and Restoration Grid Code

Keywords

grid codes, national power system defence and restoration plan

Abstract

Pursuant to the European Parliament and Council Regulation No. 714/2009, ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) has drafted the Emergency and Restoration Grid Code after guidelines provided by the ACER Agency for Cooperation of Energy Regulators. Upon its formal adoption this Code will become a generally applicable law in the European Union. The paper briefly discusses requirements contained in the draft Code submitted by ENTSO-E to ACER.

Kodeksy sieci – tworzenie europejskiego prawa energetycznego

Autorzy

Grzegorz Błajszczak
Iwona Gawęł

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prawo energetyczne, Unia Europejska, rozporządzenia, dyrektywy

Streszczenie

Unia Europejska przygotowuje obecnie serię rozporządzeń regulujących szczegółowo różne aspekty funkcjonowania sieci i wolnorynkowego handlu energią elektryczną i gazem, tzw. kodeksy sieci. W artykule przedstawiono przebieg procesów powstawania europejskiego prawa energetycznego. Omówiono również organy Unii Europejskiej i ważniejsze instytucje uczestniczące w tym procesie oraz krajowe instytucje zaangażowane w tworzenie i wdrażanie tego prawa. W przeszłości prawo obowiązujące w Polsce było tworzone w naszym kraju i przez obywateli polskich. Po wstąpieniu do Unii Europejskiej prawo u nas obowiązujące jest w dużym stopniu tworzone gdzie indziej, przez kogoś innego, choć przy znaczącym udziale polskich przedstawicieli. Prawo dotyczące energetyki ma istotne znaczenie nie tylko dla wytwórców, dystrybutorów i spółek obrotu, ale w dużym stopniu wpływa na konkurencyjność przemysłu i poziom życia ludności.

1. Znaczenie rozporządzeń Unii Europejskiej dla energetyki krajowej

Rozporządzenia przygotowywane w UE stanowią część prawa europejskiego. Prawo UE na ogół dzieli się na prawo pierwotne i prawo wtórne. Prawo pierwotne stanowi podstawę funkcjonowania UE, a składają się na nie traktaty założycielskie, umowy zawarte między państwami członkowskimi (np. traktat lizboński) i traktaty akcesyjne. Prawo wtórne jest tworzone przez instytucje UE na podstawie prawa pierwotnego. Składają się na nie: dyrektywy (ang. *directive*), rozporządzenia (ang. *regulation*), decyzje, zalecenia i opinie. Pełne nazwy dyrektyw lub rozporządzeń zawierają w swoich tytułach nazwy organów, które je uchwały, i brzmią najczęściej „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady”, „Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady” lub „Rozporządzenie Komisji”. Prawo europejskie nakłada się na prawo krajowe i tworzy jedno obowiązujące w danym kraju prawo. Kolejność pierwszeństwa przepisów jest następująca: konstytucja (krajowa), dyrektywy i rozporządzenia Unii Europejskiej, ustawy krajowe, rozporządzenia ministrów (krajowe), akty prawa miejscowego (np. rady gminy). W rzadkich przypadkach, ujawniających niezgodność dyrektywy lub rozporządzenia UE z konstytucją, najczęściej zmienia się konstytucję w celu zachowania przedstawionego powyżej porządku.

Dyrektywy UE, zgodnie z art. 288 traktatu z Lizbony, nakazują państwu członkowskiemu UE osiągnięcie wskazanych

rezultatów, pozostawiając organom krajowym swobodę wyboru formy i środków prawnych. Wywołują na ogół zmiany w prawie krajowym niezbędne do osiągnięcia stawianych przez dyrektywę celów (stąd też częste zmiany w polskiej ustawie „Prawo energetyczne”). Dyrektywy UE mogą być w szczególnym przypadku skierowane tylko do wybranych krajów. Rozporządzenie UE jest natomiast bezpośrednio wiążącym aktem prawnym. Musi być stosowane wprost, w pełnym zakresie, na całym obszarze UE.

Prawo unijne przewiduje również publikacje komunikatów w tzw. zielonej księdze (ang. *EC green paper*) w celu wywołania dyskusji na wybrane tematy oraz formułowanie propozycji w tzw. białej księdze (ang. *EC white paper*) w celu zachęcenia do podjęcia działań w określonych sprawach. Komunikaty takie często prowadzą do podjęcia działań legislacyjnych.

Dyrektywy i rozporządzenia dotyczące energetyki pojawiały się w kolejnych falach liberalizacji rynku. Wdrażane obecnie regulacje powstawały od 2009 roku i nazywane są trzecim pakietem. Część ważniejszych, aktualnie obowiązujących dyrektyw i rozporządzeń UE, przedstawiono w tab. 1, a ich pełne nazwy podano w spisie literatury na końcu artykułu.

Akty prawne przygotowywane przez UE mają służyć budowie jednolitego, konkurencyjnego europejskiego rynku energii, nieskrępowanego przez granice i regulacje krajów członkowskich. Mają powodować liberalizację i rozwój konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, a także mają poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw.

D/R	Rok, numeracja	Tematyka	Literatura
D	2009/28/WE	promowanie energii z odnawialnych źródeł	[3]
D	2009/72/WE	zasady europejskiego rynku energii elektrycznej	[4]
D	2009/73/WE	zasady europejskiego rynku gazu	[5]
R	713/2009	powołanie ACER	[6]
R	714/2009	dostęp do transgranicznej wymiany energii elektrycznej	[7]
R	715/2009	dostęp do transgranicznej wymiany gazu ziemnego	[8]
R	617/2010	zgłaszanie energetycznych projektów inwestycyjnych	[9]
R	838/2010	rekompensaty za przepływy tranzytowe	[10]
R	994/2010	bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego	[11]
R	1031/2010	aukcje na uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych	[12]
R	1227/2011	integralność i przejrzystość hurtowego rynku energii (REMIT)	[13]
D	2012/27	efektywność energetyczna	[14]
R	347/2013	transeuropejska infrastruktura energetyczna (zmiany w 713/2009, 714/2009 i 715/2009)	[15]
R	984/2013	kodeks sieci – alokacja zdolności przesyłowych gazu	[16]

Tab. 1. Tematyka wybranych dyrektyw (D) i rozporządzeń (R) UE związanych z energią elektryczną i gazem (pełne nazwy podano w spisie literatury na końcu artykułu)

2. Europejskie organizacje związane z energetyką

Praca systemu elektroenergetycznego, jak również systemu gazowego, wymagają nadzoru na terenie kraju oraz koordynacji i współpracy na połączeniach z systemami w innych krajach. Organizacje działające w energetyce zajmują się sprawami technicznymi, umożliwiającymi funkcjonowanie systemów, sprawami rynkowymi, liberalizacją i obsługą handlu energią i sprawami szerszej rozumianej polityki energetycznej. Organizacje europejskie koordynują współpracę między organami regulacyjnymi, współpracę techniczną między OSP oraz współpracę rynkową między giełdami energii.

2.1. ACER

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) została powołana rozporządzeniem 713/2009 i rozpoczęła działalność w marcu 2011 roku. Rozporządzenie 713/2009 w całości poświęcone jest sprawom agencji i szczegółowo określa jej status, komórki składowe i ich funkcje, zadania wobec OSP, zadania wobec regulatorów krajowych oraz zadania w odniesieniu do warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej oraz warunków jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego.

Głównym celem agencji jest wdrażanie polityki UE w zakresie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu, a w szczególności: stworzenie konkurencyjnego i zintegrowanego rynku, dającego

większy wybór konsumentom, stworzenie efektywnej infrastruktury technicznej umożliwiającej nieograniczony przesył energii przez granice krajów członkowskich, zapewnienie bezpieczeństwa zasilania dla przedsiębiorstw i odbiorców indywidualnych oraz, na mocy rozporządzenia 1227/2011, monitorowanie przejrzystości transakcji, gwarantowanie cen opartych na rzeczywistych kosztach i wyeliminowanie nieuczciwych praktyk.

Agencja jest zobowiązana, na wczesnym etapie tworzenia regulacji, do prowadzenia szerokich konsultacji z uczestnikami rynku, operatorami systemów przesyłowych, konsumentami, użytkownikami końcowymi oraz (w stosownych przypadkach) z organami ochrony konkurencji. Agencja, w bliskiej współpracy z Komisją Europejską i krajowymi organami regulacyjnymi, monitoruje rynki wewnętrzne energii elektrycznej i gazu ziemnego, a w szczególności ceny detaliczne energii elektrycznej i gazu, dostęp do sieci, w tym dostęp do energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz przestrzeganie praw konsumentów określonych w dyrektywie 2009/72/WE i w dyrektywie 2009/73/WE. Agencja podaje do wiadomości publicznej sprawozdanie z wyników takiego monitorowania.

ACER wydaje opinie i rekomendacje (bez mocy nakazowej) dla regulatorów krajowych, OSP i różnych instytucji UE. W wyjątkowych sytuacjach dotyczących infrastruktury transgranicznej postanowienia ACER mogą mieć charakter wiążący. ACER przygotowuje treść kodów sieci, która po weryfikacji (zwanej potocznie *comitology*) i zatwierdzeniu przez państwa

członkowskie i Komisję Europejską staje się obowiązującym rozporządzeniem.

2.2. ENTSO-E

Organizacja o pełnej nazwie: Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Sieci Elektrycznych (ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) powstała w 2008 roku, w wyniku realizacji zalecenia z art. 5 rozporządzenia 714/2009. ENTSO-E jest kontynuacją istniejącego od 1999 roku (mało wówczas znaczącego) zrzeszenia operatorów o nazwie ENTSO. Do ENTSO-E weszło 42 OSP z kilku europejskich obszarów synchronicznych. ENTSO-E wchłonęło w swoje struktury organizacje zarządzające obszarami synchronicznymi: UCTE, ATSOI, UKTSOA, NORDEL i BALTSO.

Zadania ENTSO-E, opisane w art. 8 rozporządzenia 714/2009, koncentrują się wokół budowy europejskiego rynku energii elektrycznej, rozwoju konkurencji na tym rynku, poprawy standardu usług i poprawy bezpieczeństwa dostaw. ENTSO-E jest między innymi zobowiązane do opracowania kodeksów sieci (ang. *network code*) regulujących szczegółowo najważniejsze zagadnienia pracy europejskiego systemu elektroenergetycznego, technicznej koordynacji pracy połączonych sieci krajowych i funkcjonowania rynku energii elektrycznej. ENTSO-E monitoruje wdrażanie tych kodeksów oraz wdrażanie wytycznych przyjętych przez Komisję Europejską i ich wpływ na harmonizację stosowanych zasad mających na celu ułatwienie integracji rynków krajów UE.

2.3. Europejskie giełdy energii

Liberalizacja rynku energii otworzyła zainteresowanie giełd nowymi towarami: energią elektryczną i gazem. Pierwszy konkurencyjny rynek energii powstał w Norwegii (nienależącej do UE) w 1990 roku i następnie został rozszerzony na całą Skandynawię. Skandynawska giełda Nord Pool posiada największy wolumen obrotu energią elektryczną spośród giełd europejskich i jest uważana za najlepiej zorganizowaną i najbardziej doświadczoną giełdę energii w Europie. Ma 422 członków z 22 krajów. Drugą co do wielkości jest niemiecka giełda o nazwie Europejska Giełda Energii (ang. *European Energy Exchange – EEX*) z siedzibą w Lipsku. Ceny notowane na EEX stanowią punkt odniesienia dla cen na giełdach prawie całej Europy. Działa na niej ponad 210 podmiotów z 19 krajów. Dużymi giełdami są również: francuska giełda Powernext, blisko współpracującą z giełdą belgijską Belpex i brytyjsko-holenderską APX, oraz giełdy na rynkach południowych na Półwyspie Iberyjskim OMEL/OMIP i we Włoszech IPEX. Mniejszymi giełdami energii są EXAA z Austrii, Borzen ze Słowenii, OPCOM z Rumunii, TGE (ang. PPX) z Polski i PXE z Czech.

3. Instytucje krajowe wdrażające europejską politykę energetyczną

W wielu państwach członkowskich UE instytucje związane z energetyką mają tradycje sięgające początków powstawania systemów energetycznych. Unia Europejska przejęła dobre doświadczenia tych instytucji (niektóre nazwała inaczej) i wpisała

ich zadania do powstającego europejskiego prawa. Postęp technologiczny, wzrost zużycia energii oraz zmieniające się oczekiwania odbiorców i charakter wytwórców powodują co pewien czas wprowadzanie zmian w prawie opisującym zadania kluczowych instytucji energetycznych.

3.1. Urząd Regulacji Energetyki (URE)

Zgodnie z art. 35, ust. 1 dyrektywy 2009/72, każde państwo członkowskie wyznacza jeden krajowy organ regulacyjny (ang. *National Regulatory Authority – NRA*). W Polsce organem regulacyjnym (powołanym ustawą „Prawo energetyczne” już w 1997 roku) jest prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Jest to jednoosobowy, centralny organ administracji rządowej. Prezes URE wykonuje swoje ustawowe zadania za pomocą Urzędu Regulacji Energetyki. Organ regulacyjny, zgodnie z dyrektywą 2009/72, jest odpowiedzialny za realizację energetycznej polityki UE. Kolejne dyrektywy i rozporządzenia uzupełniają, rozszerzają lub modyfikują zadania, do których wypełniania zobowiązany jest organ regulacyjny.

3.2. Operator systemu przesyłowego

Obowiązek powołania operatora systemu przesyłowego (OSP) wprowadza dla energii elektrycznej dyrektywa 2009/72, a dla gazu – dyrektywa 2009/73. Dyrektywy te opisują również wymagania, które musi spełniać OSP i główne obowiązki OSP. Operator systemu przesyłowego (ang. *Transmission System Operator – TSO*) oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, utrzymanie i rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, a także za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłu. W Polsce funkcje OSP dla energii elektrycznej pełni – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, a dla gazu – Gaz System SA. Zadania OSP określone są w krajowej ustawie „Prawo energetyczne” i krajowych rozporządzeniach wykonawczych (zharmonizowanych z prawem UE). Kolejne szczegółowe obowiązki prawne OSP będą przedstawiane w przygotowywanej obecnie grupie rozporządzeń UE o nazwie kodeksy sieciowe. Dyrektywy 2009/72 i 2009/73 formułują również obowiązek powoływania operatorów systemów dystrybucyjnych.

3.3. Giełda energii

Giełda energii powstała w Polsce w wyniku rozstrzygnięcia przetargu ogłoszonego przez ministra skarbu państwa w 1999 roku. Krajowa ustawa o giełdach towarowych [17] reguluje funkcjonowanie giełd towarowych i obrót towarami giełdowymi. Prowadzenie giełdy wymaga zezwolenia, które wydaje minister właściwy do spraw instytucji finansowych, na wniosek spółki zaopiniowany przez Komisję Nadzoru Finansowego. Na towarowej giełdzie energii handlują zarejestrowani członkowie giełdy. Członkami giełdy mogą być przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych, domy maklerskie i inne podmioty

wskazane w ustawie [17]. Towarowa Giełda Energii SA (TGE) jako pierwsza i do tej pory jedyna firma w Polsce uzyskała licencję na prowadzenie giełdy towarowej.

4. Kodeksy sieci

Kodeksy sieci w pewnym sensie stanowią odpowiednik IRiESP dla europejskiego systemu elektroenergetycznego i gazowego z rozszerzeniem o aspekty rynkowe. Niektóre z kodeksów w dużym stopniu bazują na księdze zasad UCTE (ang. *the with book*). Każdy z kodeksów dotyczy określonej dziedziny związanej z energią elektryczną lub gazem. Zgodnie z art. 8 rozporządzenia 714/2009, kodeksy sieci powinny regulować obszary:

- bezpieczeństwa i niezawodności sieci, w tym zdolności rezerwowej
- przyłączenia do sieci
- dostępu stron trzecich
- wymiany danych i rozliczeń
- procedur operacyjnych w sytuacjach awaryjnych
- alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami
- zasad przejrzystości
- bilansowania, w tym rezerwy mocy
- harmonizowania struktur тариф przesyłowych
- rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi
- efektywności energetycznej sieci elektroenergetycznych.

Proces wydania kodeksu rozpoczyna się od sformułowania przez Komisję Europejską wykazu istotnych spraw wymagających regulacji. Na jego podstawie ACER przygotowuje wytyczne ramowe i przekazuje je do ENTSO-E lub ENTSO-G. Reprezentanci zainteresowanych TSO przygotowują w powołanej grupie roboczej treść kodeksu i przekazują ją do zaopiniowania przez ACER. Po rozpoczęciu konsultacji publicznych grupa robocza ACER, składająca się z przedstawicieli zainteresowanych regulatorów krajowych, analizuje i poprawia treść kodeksu. Po pozytywnej opinii ACER kodeks jest zatwierdzany przez Komisję Europejską oraz rekomendowany parlamentowi UE i Radzie Europy do wydania jako rozporządzenie.

Obecnie wydano już kodeks dotyczący alokacji zdolności przesyłowych gazu (rozporządzenie 984/2013). Trzy następne kodeksy: alokacji zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej, alokacji długoterminowych zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej i bilansowania w sieciach elektrycznych, zostaną wkrótce wydane. Prace trwają m.in. nad kodeksami dotyczącymi połączeń wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC), bezpieczeństwa operacyjnego, regulacji pierwotnej i rezerwy mocy na tę regulację.

5. Elektroenergetyczna struktura Europy

5.1. Obszary OSP

Podstawową komórką składową europejskiego systemu elektroenergetycznego jest obszar działania jednego OSP (ang. *control area*), w którym OSP bilansuje w czasie rzeczywistym zapotrzebowanie z generacją, prowadzi regulację częstotliwości i kontroluje

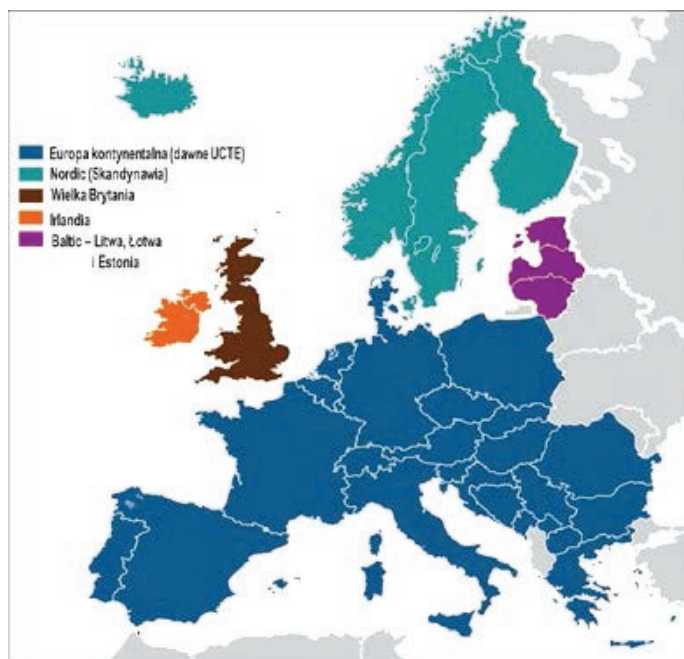
przepływy na granicach tego obszaru. W Polsce, podobnie jak w innych państwach, obszar działania OSP obejmuje terytorium całego kraju. Istnieje jednak kilka państw na świecie (np. Niemcy lub Dania), na których terenie są dwa lub więcej obszarów kontrolowanych przez różnych OSP.

5.2. Obszary synchroniczne

Systemy elektroenergetyczne krajów europejskich, nadzorowane przez różnych OSP, są na jej dużym obszarze (od Portugalii do Polski) bezpośrednio połączone, zsynchronizowane i praktycznie stanowią jeden rozległy, europejski system elektroenergetyczny. Ten system w przeszłości nazywany był UCTE (od nazwy organizacji, która nim zarządzała). Niezależne systemy synchroniczne funkcjonują obecnie w Skandynawii – Nordel i na Wyspach Brytyjskich – UKTSOA i ATSOI. Kraje byłego Związku Radzieckiego tworzą również odrębne obszary synchroniczne (z wyjątkiem małego obszaru zachodniej Ukrainy, tzw. Wyspy Bursztyńskiej, pracującej synchronicznie z UCTE). Przesyłanie energii wewnątrz obszaru zsynchronizowanego jest ograniczone jedynie obciążalnością linii przesyłowych. Obszary niesynchronizowane nie są ze sobą połączone i bezpośrednie przesyłanie energii nie jest możliwe. Przepływ energii między obszarami niesynchronizowanymi można zrealizować, łącząc te obszary sprzężeniem energoelektronicznym. W ENTSO-E wyróżnia się obecnie pięć głównych obszarów synchronicznych, jak pokazano na rys. 1.

5.3. Podstawowe obszary rynkowe

Nazwa podstawowej komórki składowej europejskiego rynku energii elektrycznej lub gazu (ang. *bidding zone*) nie ma jeszcze ugruntowanego odpowiednika w języku polskim. Podstawowym



Rys. 1. Obszary pracy synchronicznej w ENTSO-E

obszarem rynkowym jest geograficzny obszar, z którego uczestnicy rynku mogą składać oferty kupna lub sprzedaży (energii elektrycznej lub gazu), bez obawy napotkania na ograniczenia zdolności przesyłowych. Wewnątrz podstawowego obszaru rynkowego nie prowadzi się aukcji na zdolności przesyłowe, gdyż z założenia nigdy nie występują tam takie ograniczenia. Realizacja transakcji wewnątrz obszaru nie powinna wpływać na funkcjonowanie sąsiednich obszarów. Podstawowe obszary rynkowe określane są niezależnie dla rynku energii elektrycznej i gazu (w Polsce w obu przypadkach obszar rynkowy obejmuje terytorium całego kraju).

5.4. Regionalne obszary rynkowe

Celem polityki europejskiej jest stworzenie rynku, na którym każdy uczestnik będzie mógł kupić energię elektryczną (lub gaz) od innego uczestnika z dowolnego kraju. Realizacja tego celu wymaga jednak rozwiązania problemów technicznych. Wszystkie linie przesyłowe mają ze względów konstrukcyjnych ograniczoną zdolność przesyłową. W sytuacji, gdy liczba uczestników i ich zamiary przesyłowe przekraczały możliwości linii, wprowadzono aukcje, na których sprzedawano prawa do korzystania z linii przesyłowej (tzn. alokację zdolności przesyłowych). Organizacja dostępu do linii transgranicznych (między obszarami działań różnych OSP) była systematycznie udoskonalana i rozszerzana na większą liczbę granic i OSP. Uruchomienie jednego systemu koordynacji alokacji przesyłowych dla całej Europy, ze względów praktycznych, zostało podzielone na etapy. Rozporządzenie 714/2009 (w załączniku 1), nakazało rozpoczęcie od 2007 roku stosowania w określonych regionach geograficznych wspólnych, skoordynowanych metod i procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi dla zdolności przesyłowych oferowanych na rynku następnego dnia, następnego miesiąca i następnego roku. Rozporządzenie zaleciło utworzenie następujących regionów:

- Europa Północna (Dania, Szwecja, Finlandia, Niemcy i Polska)
- Europa Północno-Zachodnia (Belgia, Holandia, Luksemburg, Niemcy i Francja)
- Półwysep Apeniński (Włochy, Francja, Niemcy, Austria, Słowenia i Grecja)
- Europa Środkowo-Wschodnia (Niemcy, Polska, Czechy, Słowacja, Węgry, Austria i Słowenia)
- Europa Południowo-Zachodnia (Hiszpania, Portugalia i Francja)
- Wielka Brytania, Irlandia i Francja
- Państwa Bałtyckie (Estonia, Łotwa i Litwa).

Realizacja zaleceń UE przebiega z różnym powodzeniem w różnych regionach. Najbardziej zaawansowane w tworzeniu wspólnego rynku są regiony Europy Północnej (ang. *Nordic*) i Europy Północno-Zachodniej (ang. *NWE*). W regionie Europy Środkowo-Wschodniej (ang. *CEE*) powstała, niezależnie od zalecaniej przez UE koordynacji, lokalna grupa łącząca rynki Węgier, Czech, Słowacji i (w najbliższym czasie) Rumunii. Łączenie rynków energii elektrycznej z różnych krajów w dużym stopniu opiera się na łączeniu obszarów działania giełd, które zaczynają wykorzystywać ten sam algorytm ustalania cen i korzystać ze wspólnej

bazy ofertowej. Obrót na giełdzie opiera się na transakcjach obejmujących jednocześnie cenę energii i koszt uzyskania transgranicznych zdolności przesyłowych (ang. *implicit auction*). Takie rozwiązanie jest wygodne dla uczestników rynku, ale wymaga ścisłej współpracy z OSP. Harmonizacja rynków wymaga również ujednolicenia sposobów wyznaczania cen i wyznaczania zdolności przesyłowych. W tym zakresie UE rekomenduje metodę wspólnej ceny rynkowej (ang. *price coupling of regions – PCR*) i alokację opartą o przepływy rzeczywiste (ang. *flow based*). Uczestnicy rynku mogą nadal zawierać bezpośrednie transakcje, bez udziału giełdy (ang. *over the counter – OTC*).

6. Podsumowanie

Europa, państwa członkowskie UE, są nadal w trakcie procesu łączenia i niwelowania różnic. Tworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej i wspólnego rynku gazu wymaga uregulowania wielu kwestii technicznych i handlowych. Zmianom tym przyświeca idea poprawy korzyści społecznych (ang. *social welfare*), polegających na tym, że w wyniku połączenia rynków producenci będą sprzedawać drożej, a odbiorcy kupować taniej. Zunifikowane, jednolite, europejskie prawo energetyczne z pewnością nie przyniesie takich samych korzyści wszystkim przedsiębiorstwom i obywatelom Unii Europejskiej. Aktywny udział w procesach tworzenia prawa może się przełożyć na uwzględnienie w tym prawie istotnych interesów lokalnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 roku, ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz. U. L 275 z 25.10.2003.
2. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku, w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz. U. L 52 z 21.2.2004.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku, w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz. U. UE L 09.140.16.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. U. UE L 09.211.55.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz. U. UE L 09.211.94.
6. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 roku, ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz. U. UE L 09.211.1.
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 roku, w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, Dz. U. UE L 09.211.15.

8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku, w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, Dz. U. UE L 09.211.36.
9. Rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 roku, w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96, Dz. U. L 180.
10. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 838/2010 z 23 września 2010 roku, w sprawie ustanowienia wytycznych dotyczących mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi i wspólnego podejścia regulacyjnego do opłat przesyłowych, Dz. U. L 250.
11. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 roku, w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE, Dz. U. L 295.
12. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 1031/2010 z 12 listopada 2010 roku, w sprawie harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, Dz. U. L 302.
13. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku, w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, Dz. U. UE L326/1.
14. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku, w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz. U. L 315 i Dz. U. L 113.
15. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 roku, w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009, Dz. U. L 115.
16. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 roku, ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009, Dz. U. L 273.
17. Ustawa o giełdach towarowych z 26 października 2000 roku, ze zm., Dz. U. z 2000 roku, nr 103, poz. 1099.

Grzegorz Błajszczak

dr inż.

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o.

e-mail: grzegorz.blajszczak@polish-wood-cluster.pl

Wcześniej zatrudniony kolejno w: Urzędzie Regulacji Energetyki, Towarowej Giełdzie Energii i Polskich Sieciach Elektroenergetycznych.

Iwona Gawel

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o.

e-mail: iwona.gawel@polish-wood-cluster.pl

Właścicielka Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o., koordynator Polish Wood Cluster.

Network Codes – European Energy Law in the Making

Keywords

energy law, European Union, regulations, directives

Abstract

The European Union is preparing a series of regulations governing in detail various aspects of grid operation and free-market trade in electricity and gas, the so-called network codes. The paper reviews this process of European energy legislation development. Also discussed are the European Union bodies and major stakeholders in this process, as well as the national law making and enforcing agencies.

In the past, law in Poland was created by Polish citizens. After joining the European Union the law in effect is largely created elsewhere by someone else, even if with significant participation of Polish representatives. The law on energy is not only important for producers, distributors and trading companies, but it strongly affects industrial competitiveness and hence the quality of life of the population.

e-Highway 2050: Methodology of Data Contextualization for the Purpose of Scenario Building

Authors

Michał Bajor
Maciej Wilk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

long-term grid and generation development, future scenarios, data contextualization

Summary

The e-Highway 2050 project is supported by the EU Seventh Framework Programme and is aimed at developing a methodology to support the long-term planning of the Pan-European Transmission Network, focusing on year 2050, to ensure the reliable delivery of renewable electricity and pan-European market integration. One of the tasks of the project is assessing a scenario building approach that has been defined to characterize five scenarios covering the time period 2020–2050 and taking into account technological, financial/economic, environmental and socio-political issues. A key question for the downstream simulations to be performed is the following: How to adjust the typical range of technology data according to the five selected scenarios? To that purpose an approach is proposed called data contextualization that aims to allocate, for a given technology, typical values to key variables descriptive of this technology, at the 2050 time horizon, and thus for each of the five considered scenarios. The key assumption used is that the main driver for contextualization is the penetration rate of the technology (cumulated number of units at a given time). It is indeed assumed that the cost and performance trends of the technology by 2050 are directly correlated to its level of deployment. The first stage of the contextualization process was to determine the degree of influence of individual factors (uncertainties as defined for each “future” and options as defined for each “strategy”) on variables selected to be contextualized. Each of the selected scenario parameters (future uncertainty or strategy option) has then been analyzed in order to determine its impact on potential incentive to develop a given technology and its investment and O&M costs. It has been assumed that a greater incentive to develop a given technology (and hence a potentially larger penetration of this technology) will result in lowering the overall investment costs and *vice versa*. Based on the impact of each parameter’s value, a final assessment of the projected level of both types of costs was assigned to each scenario and each technology category. Finally, the values of selected variables have been allocated to individual scenarios and technologies. The allocation has been performed based on assessment of final marks to adequate technology groups in a given scenario and the range of values for the selected variable.

1. Context and objectives of the e-Highway 2050 project

The rapid expansion of renewable electricity sources and demand-side management technologies is going to change the way transmission systems are designed and operated. Electricity should be transported over longer distances, across national borders, in order to connect renewable resources located far from the main European consumption areas. Active demand response services might also be controlled over large geographical areas, therefore involving many stakeholders under different regulatory regimes. A pan-European infrastructure is thus required to enable more power and data exchanges between the

different stakeholders of the power system, in order to comply with these new constraints including the progressive construction of a single European electricity market. This requirement for the development of a pan-European transmission network is addressed by the e-Highway 2050 project supported by the European Commission (DG Research).

The main objective of the project is the development of a methodology to support the planning of the pan-European transmission network up to 2050. This planning approach must be in line with the European energy policy objectives to ensure the reliable delivery of renewable electricity and the pan-European electricity market integration; it consists in a modular development

plan involving different pan-European grid architectures, to cope with five of the future power system scenarios which impact the pan-European transmission network most. Its construction involves a consortium of transmission system operators, research institutes, universities, industry associations and a non-governmental organization in order to provide the final results by the end of 2015.

2. General description of the planning methodology

The newly developed top-down planning methodology is built around four main steps, within which stakeholders from all over Europe are invited to discuss assumptions, intermediate and final results during external workshops and consultations:

- the description of possible assumptions from 2020 to 2050 involving technology, socioenvironmental and political boundary conditions
- the building of energy scenarios involving the foreseen generation and demand profiles, while taking into account storage, demand-side management and transmission technologies available by 2050
- the grid and market simulations to find optimized grid architectures, which help matching electricity production with demand profiles at European level
- the proposal of modular development plans of the pan-European transmission system, covering each of the studied scenarios, and optimized by taking into account social welfare, environmental constraints, as well as grid operations and governance issues.

In parallel, the possibility to mathematically formalize such long-term planning methods is investigated using enhanced optimization and advanced simulation tools.

General workflow of the e-Highway 2050 project is presented in Fig. 1. More precisely, the construction of the algorithm is organized in six technical work packages as follows:

- in WP1, a set of possible strategies and futures are put forward based on technology, socio-environmental and political boundary conditions. Combination of a strategy and a future yields a scenario. A strategy is set of controllable options, where controllable refers to decision makers. RES deployment policies, R&D funding policies are typical options. A future is a set

of non-controllable uncertainties, such as economic growth, the cost of fuels, etc. Five different scenarios have been selected in the project. Each scenario represents a specific set of quantitative and qualitative values for the ensemble of options and strategies that defines a scenario. Selection has been performed with the aim of retaining the scenarios resulting in the most challenging power flows in the future pan-European electric system

- in WP2, scenarios are built as a combination of a given strategy and a given future with associated boundary conditions. These scenarios are used to construct Generation, Demand and Exchange (*G/D/E*) volumes and then time series at different spatial resolutions in order to perform market simulations and grid analyses allowing to determine the possible simplified grid architectures (cluster approach) and the associated technology portfolios in the coming decades (2020 to 2050)
- in WP3, the available portfolios of technologies are given with all required data not only to perform the simulations in WP2, but also more refined analyses (cf. WP4 for dynamic data, WP6 for cost benefit analyses)
- in WP4, analyses are performed for the operational (including short circuit and dynamic simulations) as well as environmental performances of the possible grid architectures
- in WP6, socio-economic analyses of the grid infrastructures selected in WP2 and WP4 are made. These analyses include social welfare and environmental optimizations.

WP8 is a parallel task where the possibility to mathematically formalize such long-term planning methods is investigated using enhanced optimization and advanced simulation tools. The core of the algorithm of e-Highway 2050 is developed by WP2, 4 and 6 based upon data provided by WP3. WP2 gives the possible grid architectures which are compatible with market simulations, coherent with the modelled impedances and the limited transmission capacities of the lines between the clusters. WP4 and 6 are additional filters: WP4 is oriented on the operational aspects of the retained architectures. It includes a dynamic filter, i.e. possible configurations of the power system are tested from a dynamical point of view whereas WP6 is a socio economic filter where only grid architectures compliant with environmental constraints and social welfare maximization are selected. WP2, 4 and 6 are therefore a series of filters allowing the project partners to retain the most probable grid architectures at 2050

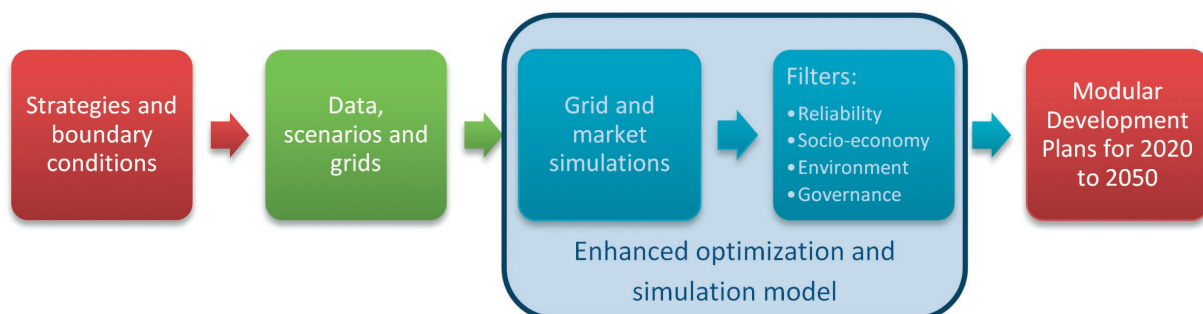


Fig. 1. General workflow of the e-Highway 2050 project

based upon a chain of simulation tools with the associated data provided by WP3.

3. Technology portfolio database

Technical and economic data on technologies are a critical building block of the e-Highway 2050 modular development plan. WP3 provides a cost and performance database used for the selection of candidate power system technologies at the 2050 time horizon. It also provides the typical technical and economic data used by all numerical simulations performed to the selected grid architectures for each of the five e-Highway 2050 scenarios. A portfolio of technologies (generation, storage, transmission, demand) has been selected according to their impact on transmission networks with regard to planning issues by 2050. A dedicated approach has been developed to identify the demand-side technologies of major impact for the electricity demand at 2050 (i.e. electric vehicles, heat pumps and LED/OLED).

The database is organized per technology (and sub-technology when relevant, i.e. offshore and onshore for wind power for generation). The different technologies are listed hereafter:

- **Generation and storage technologies:** hydropower with and without reservoir; PV; concentrated solar power; wind onshore and offshore; geothermal; gas turbines; hard coal generation with or without CCS; lignite generation with or without CCS; nuclear power; biomass and biogas; pumped-hydro; CAES; electrochemical storage
- **Demand-side technologies:** electric vehicles; heat pumps; lighting
- **Passive transmission technologies:** high voltage AC and DC cables; high voltage AC and DC overhead lines; high temperature conductors; combination of HVAC/HVDC transmission; gas insulated lines; superconductors
- **Active transmission technologies:** converters for HVDC (CSC and VSC); FACTS (shunt and series); phase shift transformers and transformers with tap changer; protection and control at substations and at system level.

4. Key features of the database construction process

Collective construction process

The construction process of the data base has involved key stakeholders of the electricity value chain (manufacturers, TSOs, academia, research institutes) and available scientific and technical literature. Data collection, modelling and calculations have been mainly provided by professional associations per domain of expertise.

Data validation

Data validation has been ensured by the e-Highway 2050 consortium members (via a Quality Pool and internal workshops) and by external stakeholders via a dedicated workshop.

Data uncertainties and contextualization

Apart from the data collection process, two major difficulties have been addressed: uncertainties and contextualization.

- Uncertainties refer to the intervals of confidence of the values for given variables. For instance, the value of a given variable at 2050 cannot be stated as 8 MW (if one considers for instance the rated power of a typical offshore wind turbine at 2050), but rather 8 MW (+/-10%) or it may vary within a min max interval that could be [6, 10] MW. The increasing uncertainty over time has been a major difficulty when assessing numerical values for several data types such as costs or technical performances
- Contextualization refers to the different values that might be taken by a variable depending on the e-Highway 2050 scenario. For example, in a scenario with 100% penetration of large scale renewables at 2050, one can expect that the investment costs for wind power would be lower than the investments costs for wind power in a Scenario where renewables reach a lower penetration and the thermal electricity generation is roughly at the same level as today.

Contextualization tries to answer the key question for the downstream simulations to be performed: How to adjust the typical range of technology data according to the five selected scenarios?

5. Data contextualization

Data contextualization aims to allocate, for a given technology, typical values to key variables descriptive of this technology, at the 2050 time horizon, for each of the considered scenarios.

The contextualization process will be described using the example of data regarding CHP technology. The diagram shown in Fig. 2 presents the step by step approach designed and adopted in order to obtain contextualized data.

The input data for the process are data sheets containing range of values of different parameters (variables) describing CHP technology (now and possibly in future) and selected future scenarios described by differing uncertainties and strategy options, which are the result of works of WP1 of e-Highway 2050 project, in which the Institute of Power Engineering also took part.

The first stage of the contextualization process was to determine the degree of influence of individual factors (uncertainties as defined for each "future" and options as defined for each "strategy") on variables selected to be contextualized. Only the variables regarding investment and O&M (total) costs were contextualized. Other variables, such as those regarding emissions or technical parameters, cannot be reliably contextualized.

The analyzed technologies have been grouped into four categories based on type of fuel used by CHP. The impact of individual factors has been assessed for each of these categories as one of the following values:

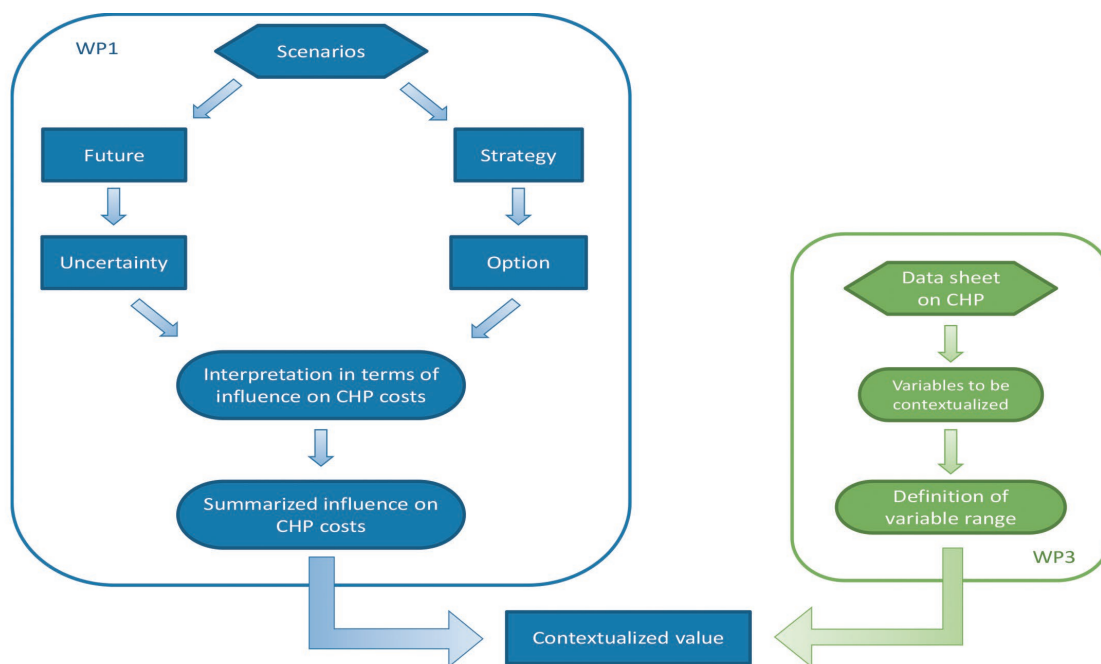


Fig. 2. Overview of the contextualization process

Future: Uncertainty	Impact on:	
	Investment costs	O&M costs
International Climate Agreement	+	-
Dependency on fossil fuels from outside Europe	+	-
Fuel costs	++	-
CO ₂ costs	+	++
Electrification in transport, heating, industry	++	-
Demographic change	+	-

Tab. 1. Impact of selected impact factors on costs: waste to energy CHP

- ++ (major impact)
- + (minor impact)
- - (negligible or no impact).

An example of the assessed influence of selected impact factors (future uncertainties) on the projected level of costs for waste-to-energy CHP is presented in Tab. 1.

Each of the selected scenario parameter (future uncertainty or strategy option) has then been analyzed in order to determine its impact on potential incentive to develop a given technology and its investment and O&M costs. It has been assumed that a greater incentive to develop a given technology (and hence a potentially larger penetration of this technology) will result in lowering the overall investment costs and vice versa. Based on the impact of

each parameter's value, a final assessment of the projected level of both types of costs was assigned to each scenario and each technology category, cf. Tab. 2 showing a continued example for waste-to-energy CHP (in some cases future uncertainties are the same for multiple scenarios and therefore have the same impact on the projected level of costs).

Finally, the values of selected variables have been allocated to individual scenarios and technologies. The allocation has been performed based on assessment of final marks to adequate technology groups in a given scenario and the range of values for the selected variable as determined in the data sheets. The values for three defined levels of final marks for selected variables have been defined as follows:

In case a range of values is available for a given variable in the data sheet, the low end value of the range is assigned to the "low" final mark, the high end value of the range is attached to the "high" final mark, while the "medium" final mark is attached an arithmetical mean of low and high end values of the range.

In case only a single value of the variable is available, it is assumed to correspond to the "medium" final mark. The values for "low" and "high" final marks are then calculated using the assumption that they differ respectively by -12,5% and +12,5% from the available "medium" value. This approach is arbitrary due to a lack of better data, but in case of variables for which a range of values is available, the difference between low and high end values for the range is approximately 25%, therefore the mean value $\pm 12,5\%$.

Scenario	X5 Large scale RES & no emissions	X7 100% RES	X10 Big & Market	X13 Large fossil fuel with CCS & Nuc	X16 Small and local
Future					
International Climate Agreement	EU alone: prices relatively stable		Global agreement: no available cheaper installations from outside EU, demand exceeding supply leading to higher prices		EU alone: prices relatively stable
Dependency on fossil fuels from outside Europe	Low: low incentive to build waste CHP		Medium: higher incentive to build waste CHP		Medium: higher incentive to build waste CHP
Fuel costs	High: Very high incentive for new waste CHP		Low: low incentive to build waste CHP		High: Very high incentive for new waste CHP
CO₂ costs	High: leads to increasing O&M costs		High: leads to increasing O&M costs		Low: no significant change
CCS maturity	No: higher prices of CCS installations		Yes: lower prices of CCS installations		No: higher prices of CCS installations
Electrification in heating	All: very low incentive to build waste CHP		Large scale (commercial etc.): no significant change		Residential: low incentive to build waste CHP
Demographic change	Growth: more demand for heat		Growth: more demand for heat		Migration only: no significant change
Public perceptions to shale gas	Negative: other fuels (e.g. waste) necessary		Positive: available gas will lower the incentive for other technologies		Negative: other fuels (e.g. waste) necessary
Shift towards greener behaviours	Major: lack of public support for waste CHP		Minor: no significant change		Major: lack of public support for waste CHP
Strategy					
Deployment of de-centralized RES (including CHP and biomass)	Low	High	Medium	Low	High
Increase of energy efficiency (include DSM and flexibility)	Low: higher O&M costs due to frequent need of regulation	High: lower O&M costs due to low need of regulation	Medium: no significant impact	Low: higher O&M costs due to frequent need of regulation	High: lower O&M costs due to low need of regulation
Increase of funds and better coordination of RDD activities (at EU level)	High: technology may become cheaper	High: technology may become cheaper	Medium: prices at medium level	Medium: prices at medium level	Low: higher technology prices
Permitting framework (including EU nature legislation)	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Heterogeneous framework at EU level: possibly higher investment costs	Heterogeneous framework at EU level: possibly higher investment costs
Resulting scenario for costs					
Investment	medium	low	high	high	medium
O&M	high	medium	high	high	medium

Tab. 2. Contextualization of cost variables – waste to energy CHP

6. Conclusions

The presented contextualization process designed and performed by the Institute of Power Engineering assists building models corresponding to future scenarios predefined by other work packages of e-Highway 2050 project by enabling a more accurate reflection of the possible and probable characteristics of individual technologies. This in turn helps support the long-term planning of the pan-European transmission network up to 2050, which is the main objective of the project.

REFERENCES

1. e-Highway 2050, Annex 1 to Ms3.1: Combined Heat and Power Technology Assessment Report, Written by Institute of Power Engineering.
2. E. Peirano et al., A cost and performance database of power system technologies in support of the development of the pan-European electricity highways system at the 2050 time frame, European Wind Energy Association Offshore 2013, 19–21.11.2013, Frankfurt.
3. Aalborg University, Halmstad University, PlanEnergi, Heat Roadmap Europe 2050 Study for The Eu27, May 2010.
4. F. Starr, FIMMM, Future Challenges for CHP in the UK and Continental Europe.
5. J. Speirs R. et al., Building a roadmap for heat 2050 scenarios and heat delivery in the UK, CHPA, Grosvenor Gardens House, London 2010.
6. Combined Heat and Power: a Decade of Progress, a Vision for the Future, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2009.
7. The most efficient waste management system in Europe, Rambøll 2006.
8. Energy Technology Perspectives. 2010 edition, International Energy Agency, France.
9. Projected Costs of Generating Electricity, International Energy Agency, France.

Michał Bajor

Institute of Power Engineering Gdańsk Branch

e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Graduated from the Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics, Department of Computer Architecture, specializing in distributed computing. Currently works as a Research Assistant/Project Manager in the Institute of Power Engineering in Gdańsk, Poland. Participated in numerous wind farm grid connection studies, as well as in other studies concerning wind farms impact on the electrical system and other types of grid studies. The main areas of his interest include probabilistic aspects of wind generation impact on the power system and non-deterministic computational methods of optimization of various aspects of grid operation.

Maciej Wilk

Institute of Power Engineering Gdańsk Branch | Gdańsk University of Technology

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

He graduated with a major in Electrical Engineering at the Faculty of Electrical Engineering and Automatics of Gdańsk University of Technology. Currently he works in the Automatics and System Analyses Department of the Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch. He is also doing his PhD at his parent faculty. He has participated in numerous works concerning interconnection studies of wind generation and other analytical works related to dynamics of the power system. He represents the Institute of Power Engineering in the European Commission project e-Highway 2050.

e-Highway 2050: Metodyka kontekstualizacji danych w celu tworzenia scenariuszy

Słowa kluczowe

długoterminowy rozwój sieci i generacji, przyszłe scenariusze, kontekstualizacja danych

Streszczenie

Projekt e-Highway 2050, finansowany przez siódmy program ramowy UE, ma na celu opracowanie metodyki długoterminowego planowania paneuropejskiej sieci przesyłowej, a w perspektywie zapewnienia niezawodnej dostawy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i ogólnoeuropejskiej integracji rynkowej w 2050 roku. Jednym z jego zadań jest ocena podejścia polegającego na tworzeniu scenariuszy zdefiniowanych jako pięć charakterystycznych scenariuszy na lata 2020–2050, uwzględniających aspekty finansowe, technologiczne/gospodarcze, środowiskowe i społeczno-polityczne. Kluczowe dla dalszych symulacji jest pytanie: Jaki typowy zakres danych technicznych powinien zostać przyjęty dla każdego z wybranych scenariuszy? W tym celu proponuje się podejście zwane kontekstualizacją danych. Jego celem jest przypisanie wartości typowych głównym zmiennym opisującym daną technologię w perspektywie roku 2050, dla każdego z pięciu rozważanych scenariuszy. Zgodnie z podstawowymi założeniami proces kontekstualizacji determinuje głównie stopień penetracji danej technologii (skumulowana liczba jednostek w danej chwili). Przyjęto, że trendy kosztów i wydajności danej technologii do 2050 roku są bezpośrednio skorelowane z poziomem jej wdrożenia. Pierwszy etap procesu kontekstualizacji służy określeniu stopnia wpływu poszczególnych czynników (niepewności, jakie zdefiniowano dla każdej „przyszłości”, oraz opcji, jakie zdefiniowano dla każdej „strategii”) na wybrane do kontekstualizacji zmienne. Następnie poszczególne parametry wybranych scenariuszy (przyszła niepewność lub opcja strategii) przeanalizowano, aby określić ich wpływ na potencjalne stymulowanie rozwoju danej technologii, inwestycji w nią oraz kosztów jej utrzymania i eksploatacji. Założono, że stymulowanie rozwoju danej technologii (a zatem, potencjalnie, wzrost jej penetracji) skutkuje zmniejszeniem ogólnych kosztów inwestycyjnych i odwrotnie. Na podstawie wartości wpływu poszczególnych parametrów każdemu scenariuszowi i każdej kategorii technologii przypisano ostateczną ocenę przewidywanego poziomu obu rodzajów kosztów, a następnie poszczególnym scenariuszom i technologiom przypisano wartości wybranych zmiennych. Podstawą tego przypisania były ostateczne oceny odpowiednich grup technologii w danym scenariuszu oraz zakres wartości dla wybranej zmiennej.

Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E

Autorzy

Tomasz Pakulski
Jarosław Klucznik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kodeks sieciowy ENTSO-E, usługa regulacyjna, farmy wiatrowe

Streszczenie

Autorzy artykułu prezentują perspektywę współpracy pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP) a operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) po wprowadzeniu kodeksów sieciowych przez ENTSO-E (ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Przedstawiono nowe obszary aktywności OSD, związane z oferowaniem zagregowanych usług OSP na potrzeby regulacji KSE, z wykorzystaniem zasobów regulacyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz usług na potrzeby regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego, w ramach tworzenia lokalnych obszarów bilansowania (LOB). Zaprezentowano możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono koncepcję LOB polegającą na zintegrowanym zarządzaniu lokalnymi zasobami regulacyjnymi po stronie generacji, zapotrzebowania i magazynowania energii. Scharakteryzowano możliwości wykorzystania generacji odnawialnej (OZE) do regulacji napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem farm wiatrowych (FW) przyłączonych do systemu dystrybucyjnego.

1. Wstęp

Kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej (UE). Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku [18]. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych (ang. *ancillary services*).

Obecnie w Europie ENTSO-E jest w trakcie rewizji przepisów obejmujących działania operacyjne pracy systemu elektroenergetycznego. Po zatwierdzeniu przez Komisję Europejską (KE) nowe przepisy zaczną automatycznie i niezwłocznie obowiązywać we wszystkich krajach wspólnoty, w tym również w Polsce, bez konieczności ich implementacji do przepisów prawa krajowego. Ścisła współpraca pomiędzy podmiotami tworzącymi cały sektor energetyczny, tj.: operatorów OSP, OSD, regulatorów, istotnych użytkowników sieci: wytwórców i odbiorców, będzie kluczem do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu poprzez stworzenie systemu wzajemnie współzależnego i współodpowiedzialnego [13, 14].

2. Zmiana roli OSD po wprowadzeniu kodeksów sieciowych

Na skutek wejścia w życie kodeksów sieciowych, opracowanych dla ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) i KE przez ENTSO-E, należy oczekiwać nałożenia na OSD nowych obowiązków, ale również uprawnień w procesie zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE.

Nowe obszary aktywności OSD mogą objąć w szczególności zagadnienia związane z:

- zarządzaniem zasobami regulacyjnymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, w tym również z zakupem przez OSD usług regulacyjnych ze źródeł i od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (ang. *Network Code on Demand Connection* [art. 20–22]) [1]
- nadzorem i kontrolą nad dostępnością zasobów regulacyjnych oraz udostępnieniem zasobów regulacyjnych OSP w postaci zagregowanych usług, na potrzeby regulacji KSE (ang. *Network Code Loads Frequency Control and Reserves* [art. 68] i *Network Code Operational Planning and Scheduling* [art. 52–53]) [3, 4]
- aktywną regulacją napięcia w sieci dystrybucyjnej, realizowaną przez OSD na podstawie zawartych umów z OSP (ang. *Network Code Operational Security* [art. 10], *Network Code on Demand*

Connection [art. 16]), w celu utrzymania w punkcie przyłączenia z siecią przesyłową napięcia w zadanym zakresie [1, 2]

- wykorzystaniem usług na potrzeby regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego, w szczególności do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania (LOB).

W zależności od wielkości mocy zainstalowanej oraz od konkretnej technologii źródła rozproszone mogą:

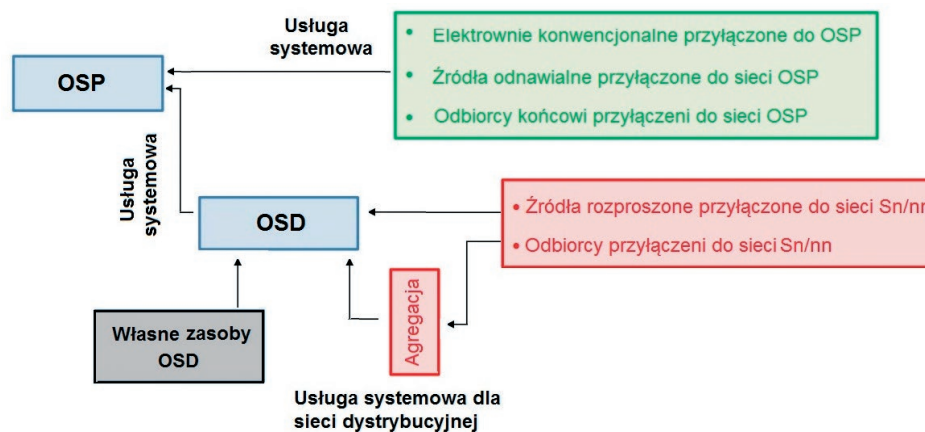
- dostarczać za pośrednictwem OSD/agregatora usługi systemowe dla OSP do bilansowania systemu w czasie rzeczywistym, tj. regulację częstotliwości, rezerwę mocy, zarządzanie ograniczeniami czy regulację napięcia. Osiągnięcie elastyczności na poziomie odpowiadającym możliwościom regulacyjnym klasycznej elektrowni konwencjonalnej będzie jednak możliwe dzięki odpowiedniej agregacji źródeł oraz integracji systemu zarządzania ich pracą na poziomie sieci dystrybucyjnej
- świadczyć usługi regulacyjne na potrzeby OSD w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej.

W obu przypadkach do celów regulacji zakłada się możliwość wykorzystania własnych zasobów operatora, w tym również wykorzystanie zasobów w ramach LOB.

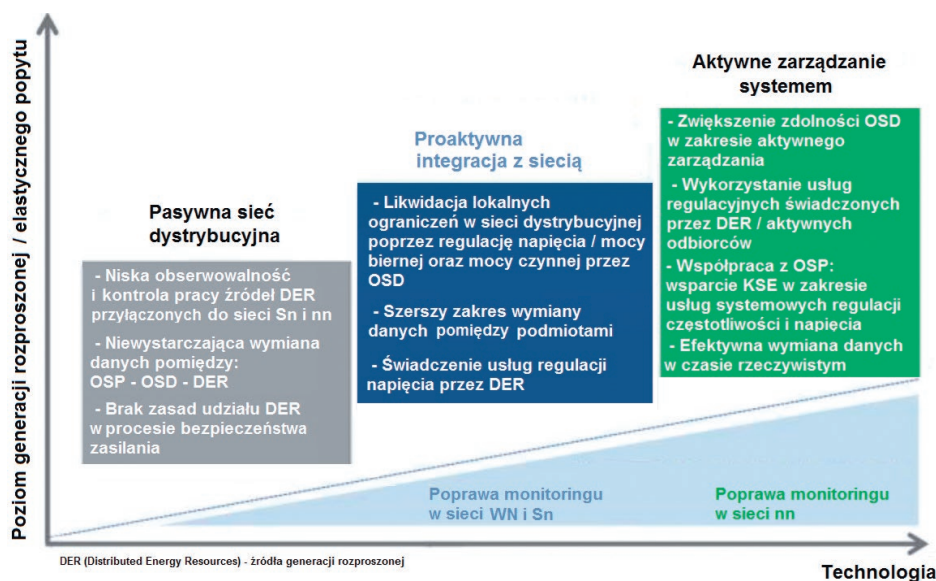
W świetle zapisów kodeksów (ang. *Network Code on Demand Connection* [art. 20–22]) sieć dystrybucyjna jest traktowana jako zagregowany odbiorca, przyłączony do sieci przesyłowej, który może świadczyć usługi systemowe w formie zagregowanego popytu DSR (ang. *Demand Side Response*). Świadczenie usług może się odbywać na polecenie operatora OSP na podstawie stosownej umowy zawartej z operatorem/agregatorem o świadczenie takiej usługi.

Kategorie usług systemowych obejmują m.in.:

- regulację mocy czynnej DSR APC (ang. *Demand Side Response Active Power Control*)
- regulację mocy biernej DSR RPC (ang. *Demand Side Response Reactive Power Control*)
- zarządzanie redukcją ograniczeń sieciowych DSR TCM (ang. *Demand Side Response Transmission Constraint Management*).



Rys. 1. Zmiana roli OSD po wejściu w życie kodeksów sieci, opracowanie własne na podstawie [5]



Rys. 2. Aktywne zarządzanie siecią dystrybucyjną, opracowanie własne na podstawie [6]

Udział w świadczeniu usług nie jest obowiązkowy, a ma jedynie charakter dobrowolny. W przypadku, gdy jedna z usług jest oferowana przez sieć dystrybucyjną, równoznaczne jest udostępnienie zasobów, na których jest ona fizycznie realizowana, do celów automatycznego zrzutu obciążenia w przypadku obniżenia częstotliwości DSR LFDD i/lub napięcia DSR LVDD w sieci poniżej zdefiniowanych progów (ang. *Demand Side Response Low Frequency/Voltage Demand Disconnection*). OSP określa wówczas wielkość oraz szybkość odłączania zapotrzebowania, natomiast OSD przy współudziale OSP określa metodę realizacji, tj. wskazuje obszar geograficzny, na którym będzie ono realizowane.

Nowa rola OSD jako aktywnego operatora systemu oferującego usługi systemowe będzie wymagać ścisłej koordynacji, współpracy z poszczególnymi podmiotami, szczególnie w kwestii wymiany informacji w warstwie ICT [1, 2, 3, 4, 5]. Szczęólnego znaczenia nadaje się współpracy pomiędzy operatorami OSP i OSD w kwestii wymiany informacji odnośnie pracy źródeł rozproszonych¹.

3. Wykorzystanie usług regulacyjnych w ramach LOB

Koncepcja LOB ma na celu zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnych. Generalnie obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Ponadto charakteryzuje się zdolnością do pracy wyspowej oraz możliwością podjęcia pracy synchronicznej z KSE [9, 10].

Obowiązek tworzenia LOB już obecnie spoczywa na OSD, jednak bilansowanie ma charakter pasywny i zakresem nie odpowiada nowym wyzwaniom, jakim jest w szczególności intensywny rozwój generacji rozproszonej czy rozwój działań typu Smart Grid. Pasywne prowadzenie bilansowania bazuje na aktualnych warunkach pracy sieci, ale nie uwzględnia poprawy efektywności funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy sieci i dostaw w stanie deficytu mocy lub głębokich awarii w KSE [8].

Innowacyjność LOB prowadzącego aktywne bilansowanie polega na technologicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Koncepcja LOB łączy nowy rodzaj usługi o charakterze systemowym, realizowanej w obszarze sieci dystrybucyjnej,

która może być oferowana OSP przez OSD jako wsparcie dla bilansowania KSE [5, 8].

LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową
- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią².

Odpowiednie zarządzanie zasobami regulacyjnymi z wykorzystaniem bilansowania lokalnego pozwoli m.in. na zwiększenie zdolności przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji rozproszonej, w szczególności źródeł OZE, prowadząc w efekcie do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych czy też obniżenia wskaźnika strat sieciowych związanych z jej przesyłaniem i transformowaniem od poziomu dużych elektrowni konwencjonalnych do odbiorcy końcowego.

Wykorzystanie możliwości regulacyjnych źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na potrzeby bilansowania lokalnego może być również alternatywą dla uruchomienia źródeł o stosunkowo wysokich jednostkowych kosztach wytwarzania, pokrywających szczytowe zapotrzebowanie, czy też budowy dodatkowej infrastruktury w celu poprawy niezawodności zasilania lub zaspokajania zapotrzebowania rozwijającego się regionu. Może prowadzić również do realnego ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię z KSE.

Wdrożenie modelu bilansowania lokalnego będzie wymagać zastosowania nowych rozwiązań technicznych głównie z zakresu sieci inteligentnych.

4. Techniczne możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne źródła generacji rozproszonej

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej przyłączone do sieci dystrybucyjnej scharakteryzowano w tab. 1 [11, 12]. Udział poszczególnych typów generacji z wyszczególnieniem technologii przedstawiono na rys. 3.

Teoretyczną wielkość zasobów regulacyjnych w sieci dystrybucyjnej w skali KSE, wynikającą z przyłączonej generacji, określono na poziomie ok. 13 GW³. Przedstawione wyniki wskazują, że największe zasoby regulacyjne⁴ będą istniały w źródłach CHP ciepłych oraz przemysłowych, w mniejszym stopniu będą dotyczyły źródeł OZE, w których przypadku dominującą rolę będą prawdopodobnie odgrywać elektrownie wiatrowe⁵.

¹ Z punktu widzenia OSD do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskiwanie informacji obejmujących m.in.: prognozy produkcji źródeł rozproszonych, planowanie i monitoring ich pracy, dyspozycyjności, ograniczenia.

² W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne.

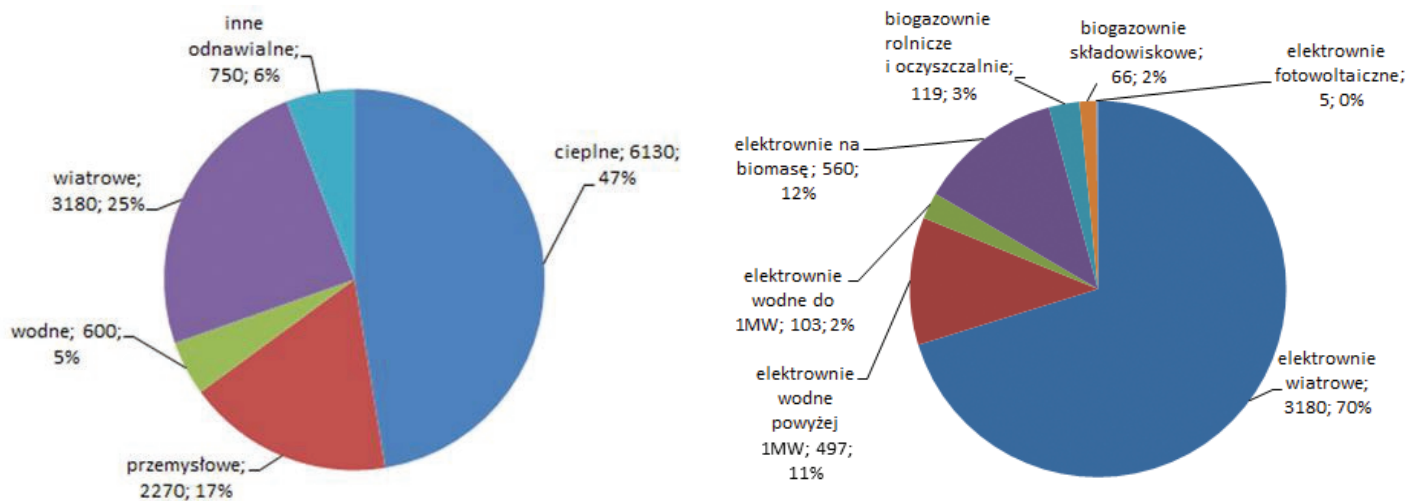
³ Z wyłączeniem jednostek JWCD, stan na 30 września 2014. W rzeczywistości wyznaczony potencjał może istotnie różnić się od przedstawionego. Realny zakres powinien być wyznaczony z uwzględnieniem specyfiki konkretnej technologii, otoczenia sieciowego, okresu instalacji, wyposażenia i infrastruktury, w szczególności typu generatora itp. Wymagane będzie wykonanie szczegółowych audytów technicznych na poszczególnych obiektach, które pozwolą określić, które z jednostek będą w stanie świadczyć określone usługi regulacyjne i w jakim zakresie.

⁴ Kryterium mocy zainstalowanych źródeł.

⁵ Ok. 70% łącznej mocy źródeł OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Typ elektrowni	Technologia		Rodzaj usługi regulacyjnej			Dyspozycyjność
			Regulacja mocy czynnej	Regulacja mocy biernej	Praca wyspowa	
Elektrownie wiatrowe	Generator synchroniczny (połączenie przez przekształtnik)		Tak	Tak	Tak	Ograniczona (zależna od warunków atmosferycznych), zwiększenie możliwości: prognozowanie, agregacja, magazyny energii
	Generator asynchroniczny klatkowy	Pitch control	Tak	Nie	Nie	
		Stall control	Nie	Nie	Nie	
	Generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany typu DFIG		Tak	Tak	Tak	
Biogazownie rolnicze oraz przy oczyszczalniach ścieków	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	Wysoka (bardzo wysoka przy wykorzystaniu zbiorników biogazu)
Biogazownie składowiskowe	Generator synchroniczny		Tak ograniczone	Tak ograniczone	Tak ograniczone	Ograniczona (zależna od zgromadzonego biogazu)
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	
CHP	Generator synchroniczny		Tak	Tak/Tak ograniczone	Tak	Ograniczona (zależna od bilansu ciepła, chłodu)
Elektrownie wodne	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	Wysoka (bardzo wysoka przy wykorzystaniu zbiornika wodnego)
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	

Tab. 1. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej



Rys. 3. Moce zainstalowane źródeł w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek JWCD), stan na 30 września 2014, opracowanie własne na podstawie [16, 17]

5. Regulacja napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem farm wiatrowych

Wprowadzenie kodeksów sieciowych zmieni rolę wykorzystania farm wiatrowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej. Umowy pomiędzy OSP a OSD zapewnią możliwość sterowania i wykorzystania generacji odnawialnej (OZE), w tym farm wiatrowych.

Dla efektywnego wykorzystania farm wiatrowych konieczne jest zapewnienie możliwości technicznych w zakresie sterowania.

W tym celu niezbędne jest, aby farmy wiatrowe były wyposażone w układy regulacji farm wiatrowych.

Układ regulacji farmy wiatrowej uzupełnia funkcjonalność sterownika farmy wiatrowej, dostarczonego przez producenta siłowni wiatrowych, tak aby spełnione były wszystkie wymagania w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej. Uzupełnieniu podlegają wymagania zawarte zarówno w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP), wydanej przez PSE, oraz wymagania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD), wydanej przez poszczególne spółki dystrybucyjne [15].

W szczególności są to następujące funkcje:

- regulacja w punkcie przyłączenia według kryteriów: mocy biernej, współczynnika mocy ($\cos\phi$), napięcia według zadanych charakterystyk statycznych
- współpraca ze sterownikiem (serwerem) siłowni wiatrowych w celu pełnego wykorzystania możliwości farmy do generacji mocy biernej
- sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej (dławiki, baterie kondensatorów) w procesie regulacji wybranej wielkości w punkcie przyłączenia
- sterowanie wyłącznikami stacji farmy wiatrowej (załączanie dodatkowego transformatora do pracy równoległej i zmiana topologii stacji w przypadku wysokiej generacji wiatrowej)
- regulacja napięć w sieci wewnątrz farmy wiatrowej za pomocą transformatorów farmy
- integracja układu regulacji z SCADA w stacji farmy
- zdalne sterowanie układem regulacji z ośrodków dyspozytorskich (CDM, ODM) za pośrednictwem SCADA
- w przypadku farm przyłączonych bezpośrednio do rozdzielni 110 kV w stacjach elektroenergetycznych NN/WN wykorzystanie farmy wiatrowej jako sterowanego źródła mocy biernej wspomagającego regulację transformatorową, realizowaną przez układ automatycznej regulacji stacji transformatorowej (ARST), regulacja skoordynowana.

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się ze sterownika farmy wiatrowej i układu regulacji, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi pojedyncze źródło generacji mocy biernej. Posiada własną charakterystykę $Q = f(P)$, określającą aktualnie dostępny zakres regulacji mocy biernej zależny od generowanej mocy czynnej.

Zapewnienie możliwości sterowania dużą liczbą farm wiatrowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z poziomu OSP) wiąże się z koniecznością agregacji farm wiatrowych na wybranych obszarach. Agregacja umożliwi grupowe nadzorowanie i sterowanie pracą jednostek wytwórczych.

Moduł zarządzania generacją pozwoli wybrać:

- jeden z kilku trybów regulacji: automatyczna, ręczna lub według zdefiniowanego harmonogramu
- indywidualne parametry regulacji, np. maksymalna moc czynna, poziom napięcia, generacja mocy biernej.

6. Wnioski

Ścisła współpraca pomiędzy OSP a innymi podmiotami, tj. OSD, organami regulacyjnymi, wytwórcami, użytkownikami sieci, jest niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i osiągnięcia sukcesu w kwestii tworzenia ujednoliconego rynku energii w całej Unii Europejskiej. Ze względu na postępującą decentralizację systemów elektroenergetycznych szczególnie istotna jest współpraca z operatorami OSD, do ich sieci intensywnie są i będą przyłączane źródła rozproszone oraz odbiorcy kreujący elastyczny popyt.

Wprowadzenie zapisów kodeksów sieciowych ENTSO-E spowoduje wzrost udziału operatorów OSD w bilansowaniu produkcji i zapotrzebowania na energię. Należy oczekiwać, że OSD staną

się w dużej mierze koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci, zapewniając efektywne zarządzanie pracą sieci, tym samym przyczyniając się do realizacji głównych celów polityki energetycznej państwa [8]. Jednocześnie będą pełnić rolę aktywnych menedżerów systemów dystrybucyjnych uczestniczących w budowaniu bezpieczeństwa systemu zarządzanego przez OSP [6, 7, 14].

Z zapisów kodeksów wynika, że w przyszłości przewiduje się możliwość, w większym niż dotychczas zakresie, wykorzystania przez OSP do celów regulacyjnych zasobów po stronie podażowej i popytowej, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Świadczenie zagregowanych usług systemowych będzie stanowiło wsparcie dla OSP w zakresie bilansowania częstotliwości i napięcia czy odbudowy systemu po głębokich awariach systemowych w KSE.

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomagania pracy systemu elektroenergetycznego, poprzez świadczenie przez nie usług regulacyjnych. O ile pojedyncze źródła mogą posiadać różnego rodzaju wady uniemożliwiające ich wykorzystanie w niektórych usługach, to jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady. OSD świadczący zagregowane usługi systemowe będzie w przyszłości cennym partnerem dla OSP w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Praca finansowana w ramach GEKON – Generator Koncepcji Ekologicznych, umowa nr GEKON1/O2/213880/30/2014.

BIBLIOGRAFIA

1. ENTSO-E Network Code on Demand Connection, grudzień 2012.
2. ENTSO-E Network Code on Operational Security, luty 2013.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Planning and Scheduling, marzec 2013.
4. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, czerwiec 2013.
5. Delfanti M., Galliani A., Olivieri V., The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
6. Stromsather J., Costa Rausa C.F., Mallet P., EvolvDSO, New and evolving DSO role for efficient DRES integration in distribution networks, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
7. Ahmadi A.R. i in., Technical and economical impacts of active network management on transmission system operation, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
8. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, *Energia Elektryczna*, październik 2012.
9. Czyżewski R., OZE. Czy system jest gotowy?, Centrum Strategii Energetycznych, czerwiec 2013.
10. Wierzbowski M., Aktywne zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej SN z generacją rozproszoną, *Energia Elektryczna*, luty 2013.

11. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Metodyka wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19.
12. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19.
13. Kaliś H., Zarządzanie redukcją obciążenia. Świadczenie usług systemowych przez przemysłowych odbiorców energii elektrycznej w aspekcie zapisów kodeksu sieci ENTSO-E, Czeladź, 2013.
14. Andruszkiewicz J., Uzupełnianie prawa europejskiego. Kodeksy sieciowe, *Energia Elektryczna* 2013, nr 3.
15. Kołodziej D., Klucznik J., Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo, *Acta Energetica* 2014, nr 1.
16. <http://www.ure.gov.pl/>.
17. <http://www.pse.pl/>.
18. <https://www.entsoe.eu/>.

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, kierunku elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty inżynierjno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, działania i inicjatywy Smart Grid.

Jarosław Klucznik

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki (2007) oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii (2010) Politechniki Gdańskiej. Magister inżynier specjalności systemy elektroenergetyczne. Zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki (2007). Do obszaru jego zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozprężowe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.

Expected Range of Cooperation Between Transmission System Operators and Distribution System Operators After Implementation of ENTSO-E Grid Codes

Keywords

ENTSO-E grid code, ancillary service, wind farms

Abstract

The authors present the prospects of cooperation between transmission system operators (TSO) and distribution system operators (DSO) after entry into force ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) grid codes. New areas of DSO activities, associated with offering TSO aggregated services for national power system regulation based on the regulation resources connected to the distribution grid, and services on the distribution system level as part of the creation of local balancing areas (LBA) are presented. The paper also presents the possibilities of providing ancillary services by different types of distributed generation sources in the distribution network. The LBA concept, which involves integrated management of local regulation resources including generation, demand, and energy storage is described. The options of the renewable energy sources (RES) using for voltage and reactive power control in the distribution network with the use of wind farms (WF) connected to the distribution system are characterized.

Stany pracy systemu elektroenergetycznego

- **OBLICZENIA ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH NA PODSTAWIE PRZEBIEGÓW MOCY CHWILOWEJ I PRĘDKOŚCI KĄTOWEJ ZESPOŁÓW WYTWÓRCZYCH PRZY ZAKŁÓCENIU SKOKOWYM**
Piotr Pruski, Stefan Paszek 45
- **MODEL GENERATORA SYNCHRONICZNEGO Z UŁAMKOWYM REGULATOREM NAPIĘCIA PI^{bD}_a**
Dariusz Spałek 51
- **METODA ANALIZY STABILNOŚCI STATYCZNEJ SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH**
Kazimierz Oziemblewski, Ksawery Opala 60
- **NIEZAWODNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM PRZY UWZGLĘDNIENIU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII**
Piotr Marchel, Józef Paska 67
- **OCENA WPŁYWU POZIOMU NAPIĘCIA W SIECI PRZESYŁOWEJ NA FUNKCJONOWANIE UKŁADÓW POTRZEB WŁASNYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH**
Józef Paska, Mariusz Kłos, Łukasz Rośliniec, Rafał Bielas, Magdalena Błędzińska, Marek Głaz 73
- **NIEZAWODNOŚĆ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W POLSCE I NA ŚWIECIE**
Józef Paska 79
- **ZARZĄDZANIE RYZYKIEM TECHNICZNYM W PROCESIE PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
Bogdan Czarnecki, Piotr Zieliński 86
- **WYZNACZANIE DYNAMICZNEJ OBCIĄŻALNOŚCI LINII NAPOWIETRZNYCH 110 KV**
Adam Babś, Tomasz Samotyjak 93
- **ANALIZA MOŻLIWOŚCI REDUKCJI NAPIĘĆ INDUKOWANYCH W WIELOTOROWYCH WIELONAPIĘCIOWYCH LINIACH NAPOWIETRZNYCH**
Rafał Tarko, Waldemar Szpyra, Wiesław Nowak 100

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie przebiegów mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych przy zakłóceniu skokowym

Autorzy

Piotr Pruski
Stefan Paszek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilność kątowa, wartości własne związane ze zjawiskami elektromechanicznymi, stany nieustalone

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki obliczeń wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu modelu systemu elektroenergetycznego (SEE), dokonane na podstawie analizy przebiegów zakłóceń mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych SEE. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po wprowadzeniu zakłócenia w postaci skokowej zmiany napięcia zadanego regulatora napięcia w jednym z zespołów wytwórczych SEE. W wykorzystanym modelu SEE uwzględniono oddziaływanie centralnego regulatora częstotliwości. Wykorzystana w artykule metoda obliczeń wartości własnych polega na aproksymacji analizowanych przebiegów zakłóceń za pomocą przebiegów stanowiących superpozycję składowych modalnych związanych z poszukiwanymi wartościami własnymi i ich czynnikami udziału. Aproksymacja ta polega na minimalizacji funkcji celu określonej jako błąd średniokwadratowy, występujący między przebiegiem aproksymowanym i aproksymującym. Do minimalizacji tak określonej funkcji celu wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, stanowiący szeregowe połączenie algorytmu genetycznego i gradientowego. Połączenie to pozwala na wyeliminowanie podstawowych wad obu algorytmów.

1. Wstęp

System elektroenergetyczny (SEE) będzie pracował prawidłowo, zapewniając dostawę energii elektrycznej do odbiorców, gdy zostanie zachowana jego stabilność kątowa. Utrata stabilności kątowej SEE może spowodować wystąpienie poważnej awarii systemowej, której skutkiem może być pozbawienie zasilania bardzo dużej liczby odbiorców. Stabilność kątową SEE można określić przy wykorzystaniu wskaźników stabilności kątowej [1], które są obliczane na podstawie wartości własnych macierzy stanu SEE związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi, zwanych w artykule „elektromechanicznymi wartościami własnymi”. Te wartości własne można obliczyć na podstawie macierzy stanu zlinearyzowanego w ustalonym punkcie pracy modelu matematycznego SEE, jednak w tym przypadku wyniki obliczeń zależą pośrednio od przyjętych modeli poszczególnych elementów SEE i wartości ich parametrów. Wykorzystywane w obliczeniach wartości parametrów tych modeli często nie są dostatecznie dokładne i wiarygodne [2]. Elektromechaniczne wartości własne można także obliczyć z dobrą dokładnością na podstawie analizy rzeczywistych przebiegów nieustalonych, które pojawiają się w SEE po różnych zakłóceniach [3, 4, 5]. Wtedy

na wyniki obliczeń nie wpływa przyjęty model SEE i jego parametry, tylko rzeczywisty, aktualny stan pracy SEE [4].

2. Zlinearyzowany model SEE

Zlinearyzowany w ustalonym punkcie pracy model SEE opisany jest równaniem stanu i równaniem wyjścia [3, 4, 6]:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (1)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (2)$$

gdzie:

Δx , Δu , Δy – wektory odchyłek od wartości ustalonych odpowiednio: zmiennych stanu, zmiennych wejściowych (wymuszeń) i zmiennych wyjściowych, A – macierz stanu. Elementy macierzy A , B , C i D z równania stanu (1) i równania wyjścia (2) SEE są obliczane dla ustalonego stanu pracy [3, 4].

Przebiegi czasowe wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu SEE można obliczyć, całkując numerycznie równanie (1) lub na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu A . Przebieg każdej wielkości wyjściowej stanowi

superpozycję składowych modalnych zależnych od wartości własnych i wektorów własnych macierzy A [3, 4]. Przy zakłóceniu w postaci skokowej zmiany j -tej wielkości wejściowej $\Delta u_j(t) = \Delta U \mathbf{1}(t-t_0)$ przebieg i -tej wielkości wyjściowej (przy $\mathbf{D} = \mathbf{0}$ i założeniu występowania tylko jednokrotnych wartości własnych) ma postać [4]:

$$\Delta y_i(t) = \sum_{h=1}^n K_{ih} (e^{\lambda_h(t-t_0)} - 1) \Delta U, \quad t \geq t_0 \quad (3)$$

przy czym:

$$K_{ih} = F_{ih} \lambda_h^{-1}, \quad F_{ih} = \mathbf{C}_i \mathbf{V}_h \mathbf{W}_h^T \mathbf{B}_j \quad (4)$$

gdzie:

$\lambda_h = \alpha_h + j\mathbf{V}_h$ – h -ta wartość własna macierzy stanu;
 F_{ih} – czynnik udziału h -tej wartości własnej w przebiegu i -tej wielkości wyjściowej;
 \mathbf{C}_i – i -ty wiersz macierzy \mathbf{C} ;
 \mathbf{V}_h , \mathbf{W}_h – h -ty prawostronny i lewostronny wektor własny macierzy stanu;
 \mathbf{B}_j – j -ta kolumna macierzy \mathbf{B} ;
 n – wymiar macierzy stanu A .
Wartości λ_h oraz F_{ih} mogą być rzeczywiste lub zespolone [3].

2.1. Elektromechaniczne wartości własne SEE

W przypadku przebiegów zakłóceń mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych SEE duże znaczenie mają oscylacyjne składowe modalne związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi. Te wartości własne są zespolone, parami sprzężone. Ich części rzeczywiste związane są z tłumieniem związanych z nimi składowych modalnych. Tłumienie składowej modalnej występuje, gdy część rzeczywista odpowiadającej jej wartości własnej jest ujemna. Im mniejsza jest ta część rzeczywista, tym większe jest tłumienie. Moduły części urojonych elektromechanicznych wartości własnych równe są pulsacjom oscylacji związanych z nimi składowych modalnych i mieszczą się zwykle w przedziale (0,63–12,6) rad/s. Odpowiadają więc zakresowi częstotliwości oscylacji (0,1–2) Hz [3, 4].

Te wartości własne w różny sposób ingerują w przebiegach zakłóceń wielkości wyjściowych poszczególnych zespołów wytwórczych, co jest związane z różnymi wartościami ich zespolonych, parami sprzężonych czynników udziału [3, 4].

3. Metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych

W obliczeniach wykorzystano przebiegi zakłóceń odchyłek mocy chwilowych ΔP oraz prędkości kątowych $\Delta \omega$ zespołów wytwórczych, występujące po celowym wprowadzeniu małego zakłócenia do układu regulacji napięcia jednego z zespołów wytwórczych SEE. Przyjęto zakłócenie w postaci skokowej zmiany w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia V_{ref} [4].

Wykorzystana w badaniach metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów zakłóceń poszczególnych zespołów wytwórczych na podstawie wyrażenia (3). Wartości własne i ich współczynniki K_{ih} w analizowanym przebiegu są nieznanymi parametrami tej aproksymacji. Aproksymacja przebiegów polega na iteracyjnym

doborze jej parametrów, tak aby zminimalizować wartość funkcji celu zdefiniowanej jako błąd średniokwadratowy ε_w , występujący między przebiegiem aproksymowanym a aproksymującym [7]:

$$\varepsilon_w(\lambda, F) = \sum_{k=1}^N (\Delta W_{k(m)} - \Delta W_{k(a)}(\lambda, K))^2, \quad (5)$$

gdzie:

λ – wektor wartości własnych, ΔW – przebieg odchyłki analizowanej wielkości, K – wektor współczynników K_{ih} określonych dla poszczególnego przebiegu (zdefiniowanych w zależności 4), k – numery próbek przebiegów, N – liczba próbek przebiegów, indeks „m” oznacza przebieg aproksymowany, a indeks „a” – przebieg aproksymujący, obliczony na podstawie wartości własnych i czynników udziału według wzoru (3).

Do minimalizacji funkcji celu (5) wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, będący szeregowym połączeniem algorytmów genetycznego i gradientowego. Wyniki uzyskane przy użyciu algorytmu genetycznego stanowią punkt startowy dla algorytmu gradientowego [1, 3, 4, 7].

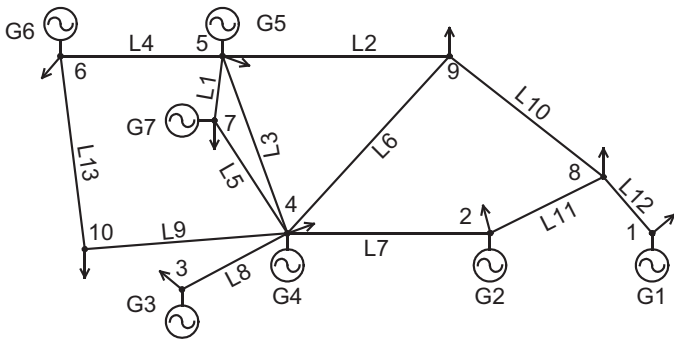
Z przeprowadzonych badań wynika, że w przebiegach odchyłek mocy chwilowej ΔP oraz prędkości kątowej $\Delta \omega$ ingerują w znaczący sposób nie tylko elektromechaniczne wartości własne, ale także inne wartości własne. W przypadku zakłócenia skokowego w celu umożliwienia poprawnej aproksymacji przebiegu ΔP należy uwzględnić jedną zastępczą aperiodyczną składową modalną, natomiast w celu umożliwienia poprawnej aproksymacji przebiegu $\Delta \omega$ należy uwzględnić dwie zastępcze aperiodyczne składowe modalne. Te zastępcze składowe modalne odwzorowują wpływ składowych modalnych niezwiązanych z elektromechanicznymi wartościami własnymi na te przebiegi.

Przebiegi ΔP obliczane są na podstawie przebiegów napięć i prądów twornika generatora (fazowych lub osiowych, czyli obliczonych poprzez transformację Parka [8]). Pomiar przebiegów $\Delta \omega$ są możliwe przy użyciu aparatury opracowanej w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej [9].

Z powodu występowania dużej liczby minimów lokalnych funkcji celu, w których algorytm optymalizacyjny może utknąć, proces aproksymacji przeprowadzono wielokrotnie na podstawie tego samego przebiegu. Odrzucano wyniki o wartościach funkcji celu większych niż pewna przyjęta wartość graniczna. Jako wynik końcowy obliczeń części rzeczywistych i części urojonych poszczególnych wartości własnych przyjęto średnie arytmetyczne z wyników nieodrzuconych w kolejnych obliczeniach [3, 4].

4. Przykładowe obliczenia

Przykładowe obliczenia przeprowadzono dla 7-maszynowego testowego SEE CIGRE przedstawionego na rys. 1. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po wprowadzeniu zakłócenia skokowego w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia V_{ref} zespołu G7, o wysokości $\Delta V_{ref} = -5\% V_{ref0}$ (V_{ref0} oznacza wartość początkową napięcia V_{ref}).



Rys. 1. Analizowany 7-maszynowy SEE CIGRE [7]

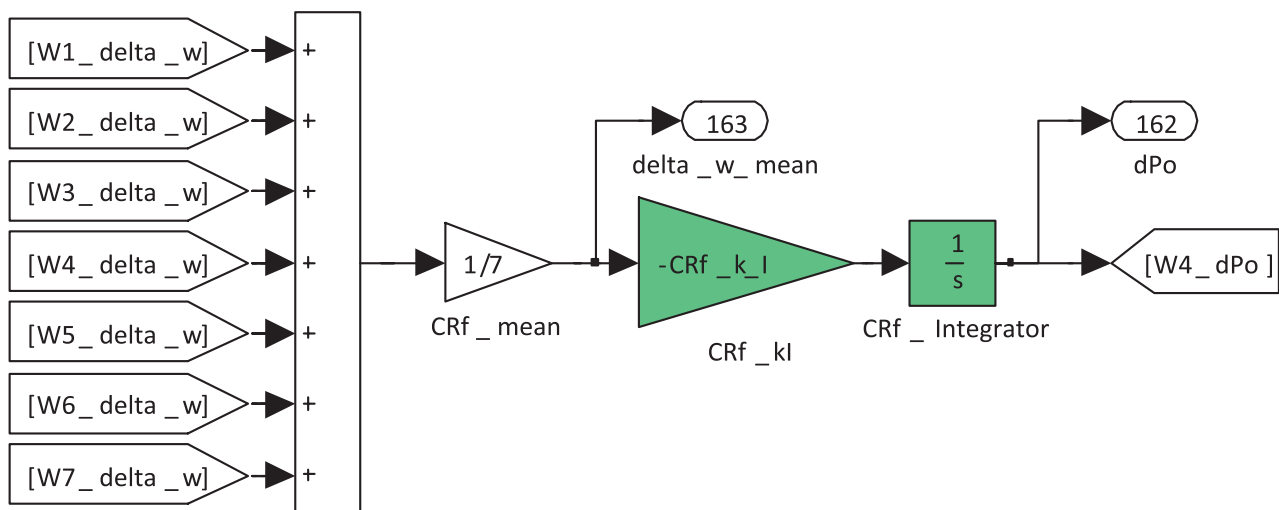
Model SEE CIGRE opracowano w środowisku Matlab-Simulink. W przeprowadzonych obliczeniach wykorzystano modele: generatora synchronicznego GENROU z nieliniową charakterystyką magnesowania [6, 10, 11], statycznego układu wzbudzenia, pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [6], turbiny parowej IEEEG1 [11] i stabilizatora systemowego PSS3B [6, 11]. W modelu SEE uwzględniono centralny regulator częstotliwości (oznaczony w artykule skrótowo CRf) [12], którego model

zaprezentowano na rys. 2. Jako sygnał wejściowy tego modelu przyjęto średnią arytmetyczną odchyłek od wartości znamionowych prędkości kątowych wszystkich zespołów wytwórczych SEE (na wyjściu bloku „CRf_mean”). W bloku „CRf_kl” sygnał ten jest mnożony przez współczynnik wzmocnienia k_I oraz zmieniany jest jego znak. Na wyjściu bloku CRf_Integrator otrzymuje się sygnał wyjściowy, który jest przekazywany do regulatora turbiny zespołu G4 i dodawany do wartości zadanej mocy turbiny.

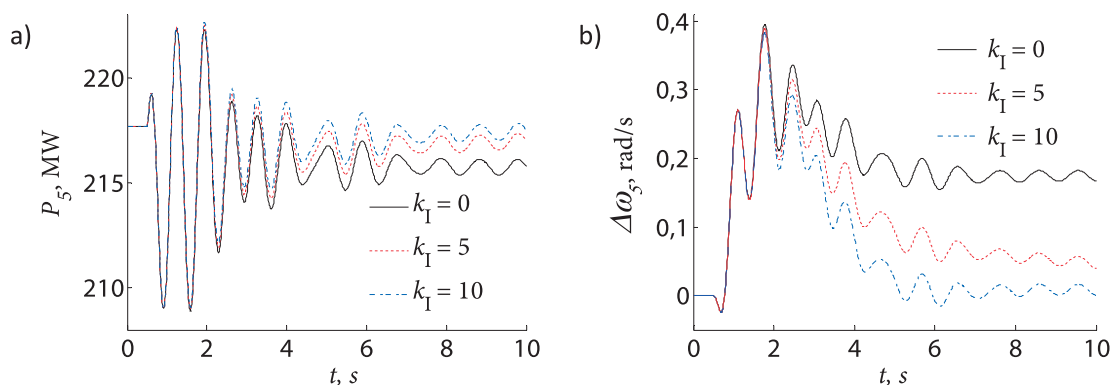
Rys. 3 przedstawia przykładowe przebiegi mocy chwilowej P oraz odchyłki prędkości kątowej $\Delta\omega$ zespołu G5 dla trzech różnych wartości współczynnika k_I . Wartość $k_I = 0$ oznacza wyłączenie CRf.

Z rys. 3 wynika, że przy $k_I = 0$ wartości ustalone przebiegów P i $\Delta\omega$ po zakłóceniu różnią się od ich wartości początkowych. Dla $k_I > 0$ wraz ze wzrostem k_I maleje czas ustalania się tych przebiegów do ich wartości początkowych.

Wartości własne (w tym elektromechaniczne wartości własne) macierzy stanu SEE można obliczyć bezpośrednio na podstawie modelu i parametrów SEE w programie Matlab-Simulink. Obliczone w ten sposób elektromechaniczne wartości własne są nazywane w artykule „oryginalnymi wartościami własnymi”.



Rys. 2. Schemat blokowy modelu centralnego regulatora częstotliwości



Rys. 3. Przykładowe przebiegi mocy chwilowej (a) oraz odchyłki prędkości kątowej (b) zespołu G5

Porównanie wartości własnych, obliczonych na podstawie minimalizacji funkcji celu (5) i oryginalnych wartości własnych, przyjęto jako miarę dokładności obliczeń [3, 4]. W tab. 1 przedstawiono oryginalne wartości własne analizowanego SEE CIGRE dla różnych wartości współczynnika k_1 . Pogrubiono wartości własne odpowiadające uwzględnionej w dalszej analizie wartości współczynnika $k_1 = 10$, dla której uzyskano zadowalający czas ustalania się przebiegu $\Delta\omega$.

Z tab. 1 wynika, że wartość współczynnika k_1 tylko nieznacznie wpływa na elektromechaniczne wartości własne.

k_1	0	5	10
$\lambda_1, 1/s$	-0,8805±j10,4425	-0,8784±j10,4437	-0,8763±j10,4448
$\lambda_2, 1/s$	-0,8262±j10,6203	-0,8293±j10,6192	-0,8324±j10,6182
$\lambda_3, 1/s$	-0,7632±j9,6686	-0,7630±j9,6686	-0,7627±j9,6686
$\lambda_4, 1/s$	-0,5273±j8,7481	-0,5274±j8,7481	-0,5274±j8,7481
$\lambda_5, 1/s$	-0,4165±j7,8724	-0,4165±j7,8724	-0,4165±j7,8724
$\lambda_6, 1/s$	-0,1887±j6,5420	-0,1887±j6,5421	-0,1888±j6,5421

Tab. 1. Oryginalne wartości własne SEE CIGRE dla analizowanych wartości współczynnika k_1

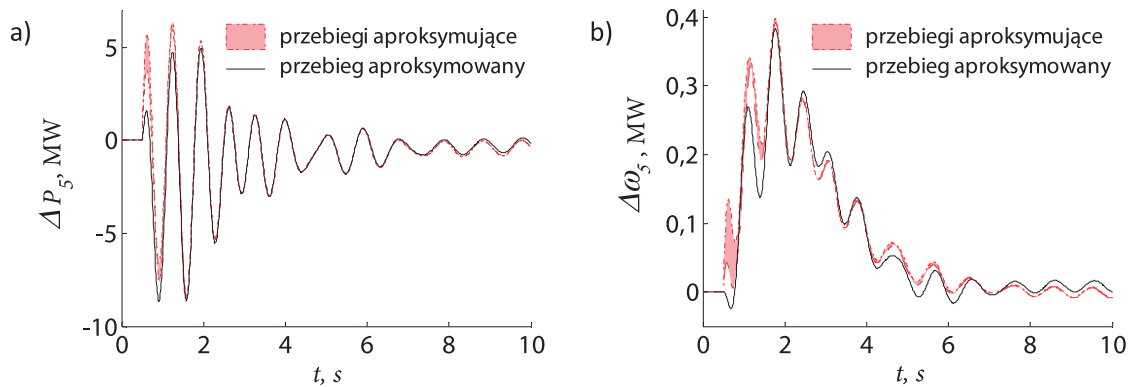
4.1. Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych

W tab. 2 przedstawiono błędy bezwzględne $\Delta\lambda$ obliczeń elektromechanicznych wartości własnych SEE CIGRE, na podstawie analizy przebiegów zakłóceń odchyłek mocy chwilowych ΔP i prędkości kątowych $\Delta\omega$ poszczególnych zespołów wytwórczych. Wartości własne nie były obliczane na podstawie przebiegów, w których miały zbyt małe moduły czynników udziału. W tabeli zestawiono także średnie arytmetyczne błędów uzyskanych wyników obliczeń kolejnych wartości własnych na podstawie przebiegów poszczególnych zespołów. Średnie te przyjęto jako wyniki końcowe obliczeń. Obliczone średnie wartości własne nie uwzględniają wyników (oznaczonych gwiazdką) o częściach rzeczywistych lub urojonych znacznie różniących się od pozostałych wyników obliczeń.

Z tab. 2 wynika, że w większości przypadków uzyskano zadowalającą dokładność obliczeń elektromechanicznych wartości własnych. Części rzeczywiste i części urojone błędów bezwzględnych obliczeń na podstawie przebiegów poszczególnych zespołów na ogół były większe dla wartości własnych, odpowiadających silniej tłumionym składowym modalnym, mających niewielkie znaczenie dla stabilności kątowej SEE. Uśrednianie wyników końcowych obliczeń wartości własnych w większości przypadków zwiększyło dokładność obliczeń.

Przebiegi odchyłek mocy chwilowej ΔP						
Zesp.	$\Delta\lambda_1, 1/s$	$\Delta\lambda_2, 1/s$	$\Delta\lambda_3, 1/s$	$\Delta\lambda_4, 1/s$	$\Delta\lambda_5, 1/s$	$\Delta\lambda_6, 1/s$
G1	-	-	-	-0,0554 ±j0,1394	-	-0,0188 ±j0,0120
G2	-	-0,3415±j0,5842 *	0,1858 ±j0,1422 *	-0,0127 ±j0,0544	-	0,0130 ±j0,0481
G3	-	-0,1927±j0,1951 *	0,1737 ±j0,1539 *	-	-0,0132 ±j0,0104	0,0088 ±j0,0284
G4	0,1612±j0,1324	-0,0806±j0,0879	0,1208 ±j0,0554	-	0,0908 ±j0,0253	-0,0240 ±j0,0354
G5	0,4910 ±j0,8696 *	0,4159 ±j0,3354 *	0,0684 ±j0,1978	-	0,0389±j0,1211	0,0502±j0,0509
G6	-0,0155 ±j0,0828	-0,0135±j0,1253	0,0128 ±j0,1649	-	-0,0084±j0,0851	0,0104±j0,0201
G7	-	-	-0,0051 ±j0,1524	-	0,0443 ±j0,0804	0,0098 ±j0,0192
Średnia	0,0729±j0,0248	-0,0471±j0,1066	0,0492 ±j0,1426	-0,0341 ±j0,0969	0,0305±j0,0180	0,0071 ±j0,0103
Przebiegi odchyłek prędkości kątowej $\Delta\omega$						
Zesp.	$\Delta\lambda_1, 1/s$	$\Delta\lambda_2, 1/s$	$\Delta\lambda_3, 1/s$	$\Delta\lambda_4, 1/s$	$\Delta\lambda_5, 1/s$	$\Delta\lambda_6, 1/s$
G1	-	-	-	0,0455 ±j0,0753	-	-0,0164 ±j0,0033
G2	-	0,2829 ±j0,0692 *	0,3118 ±j3,8641 *	-0,0348 ±j0,2780	-	-0,0129 ±j0,0612
G3	-	0,5046 ±j2,5221 *	0,2755 ±j0,3413 *	-	-0,0206 ±j0,0029	-0,0157 ±j0,1002
G4	0,0703 ±j0,5372	-0,1066 ±j0,0712	0,0623 ±j0,2781	-	0,0874 ±j0,2137	0,0253 ±j0,1113
G5	-0,0857±j0,7264	-	-0,0599 ±j0,1207	-	0,0612 ±j0,0057	-0,0235 ±j0,1121
G6	-0,0550±j0,4136	-0,0211 ±j0,1488	-0,0239 ±j0,1346	-	-0,0007 ±j0,1343	-0,0274±j0,0418
G7	-	-	-0,0338 ±j0,1724	-	0,0228 ±j0,1292	0,0304 ±j0,0789
Średnia	-0,0235±j0,2009	-0,0639 ±j0,1100	-0,0138 ±j0,1764	0,0053 ±j0,1767	0,0300 ±j0,0972	-0,0057 ±j0,0607

Tab. 2. Błędy bezwzględne obliczeń wartości własnych na podstawie przebiegów ΔP oraz $\Delta\omega$



Rys. 4. Przykładowe przebiegi odchyłek mocy chwilowej (a) i prędkości kątowej (b) zespołu G5

Przykładowo na rys. 4 przedstawiono przebiegi zakłóceniewe mocy chwilowej ΔP i prędkości kątowej $\Delta\omega$ zespołu G5 oraz pasma przebiegów aproksymujących, odpowiadających nieodrzuconym wynikom obliczeń. Pasma to określa zakres zmian prędkości kątowej, w którym zawierają się wszystkie przebiegi aproksymujące, odpowiadające poszczególnym wynikom obliczeń.

Z rys. 4 wynika, że dokładność aproksymacji przebiegów ΔP była lepsza niż przebiegów $\Delta\omega$. Działo się tak również w przypadku przebiegów innych zespołów wytwórczych SEE CIGRE. Mimo to dokładność wyników końcowych obliczeń wartości własnych na ogół była większa dla przebiegów $\Delta\omega$.

5. Podsumowanie

Przeprowadzone badania pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

- Możliwe jest obliczenie z dobrą dokładnością elektromechanicznych wartości własnych na podstawie analizy przebiegów mocy chwilowej i prędkości kątowej pojawiających się po wprowadzeniu zakłócenia skokowego w układzie regulacji napięcia jednego z zespołów wytwórczych. Uzyskano dobrą dokładność obliczeń na podstawie analizy większości przebiegów, w których wartości własne miały dostatecznie duże moduły współczynników K_{li} .
- Przyjęcie wyników końcowych obliczeń jako średnich arytmetycznych wartości własnych wyznaczonych na podstawie analizy różnych przebiegów pozwoliło na zwiększenie dokładności obliczeń. Dokładność wyników końcowych obliczeń poszczególnych wartości własnych na ogół była większa dla przebiegów prędkości kątowej niż dla przebiegów mocy chwilowej.
- Zastosowanie centralnego regulatora częstotliwości w modelu SEE umożliwia uzyskanie znamionowych prędkości kątowych wszystkich zespołów wytwórczych SEE w stanie ustalonym po zakłóceniu skokowym.

BIBLIOGRAFIA

1. Paszek S., Nocoń A., The method for determining angular stability factors based on power waveforms, AT&P Journal Plus2, Power System Modeling and Control, Bratislava, Slovak Republic 2008, s. 71–74.
2. Cetinkaya H.B., Ozturk S., Alboyaci B., Eigenvalues Obtained with Two Simulation Packages (SIMPOW and PSAT) and Effects of Machine Parameters on Eigenvalues, Electrotechnical Conference, 2004, MELECON 2004, Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean, Vol. 3, s. 943–946.
3. Pruski P., Paszek S., Analiza dokładności obliczeń elektromechanicznych wartości własnych na podstawie różnych przebiegów zakłóceniewych w systemie elektroenergetycznym, *Kwartalnik „Elektryka”* 2013, Gliwice, z. 2–3, s. 15–22.
4. Pruski P., Paszek S., Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie symulacyjnych i pomiarowych przebiegów mocy chwilowej zespołów wytwórczych, *Kwartalnik „Elektryka”* 2012, Gliwice, z. 2, s. 71–88.
5. Saitoh H. i in., On-line modal analysis based on synchronized measurement technology, Proc. of International Conference on Power System Technology, 2002, s. 817–822.
6. Paszek S., Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
7. Pruski P., Paszek S., Determination of electromechanical eigenvalues based on analysis of different disturbance waveforms of a power system, *Computer Applications in Electrical Engineering*, Poznań 2014, Vol. 12, s. 130–143.
8. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Helion, 1998.
9. Nocoń A., Prosta metoda pomiaru kąta obciążenia generatora synchronicznego, XXXV Międzynarodowa Konferencja z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, IC-SPETO 2013, Gliwice – Ustroń, 23–26.05.2013, s. 119–120.

10. Mello de F.P., Hannett L.H., Representation of Saturation in Synchronous Machines. IEEE Transactions on Power Systems 1986, Vol. PWRS-1, November, No. 4, s. 8–18.
11. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc.: Program PSS/E Application Guide, Siemens Power Technologies Inc., 2002.
12. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.

Piotr Pruski

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

Ukończył z wyróżnieniem studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2009). Obronił, także z wyróżnieniem, rozprawę doktorską na tym samym wydziale (2013). Pracuje w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki. Jego zainteresowania badawcze to: analiza pracy systemu elektroenergetycznego, algorytmy optymalizacyjne, cyfrowe przetwarzanie sygnałów oraz programowanie. Otrzymał zespołowe nagrody rektora stopnia II za osiągnięcia naukowe (2011–2014). Autor i współautor 48 publikacji, w tym 1 monografii.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Pracuje w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki. Jego zainteresowania naukowe to: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i poliptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytwórczych SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznych sieci neuronowej, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych.

Autor i współautor 171 publikacji, w tym 5 monografii. Współautor 3 podręczników akademickich.

Calculations of Electromechanical Eigenvalues Based on Waveforms of Instantaneous Power and Angular Velocity of Generating Units at Step Disturbance

Keywords

power system, angular stability, eigenvalues associated with electromechanical phenomena, transient states

Abstract

The paper presents the results of calculations of eigenvalues (associated with electromechanical phenomena) of a power system model state matrix made on the basis of analysis of disturbance waveforms of generating unit instantaneous power and angular speed. The waveforms that occur after introducing a disturbance in the form of a change in the voltage regulator reference voltage in one of the power system generating units were taken into account in the calculations. The power system model included the impact of a central frequency regulator. The eigenvalue calculation method used in the investigations consists in approximation of the analysed instantaneous power disturbance waveforms by the waveforms being a superposition of modal components associated with the searched eigenvalues and their participation factors. This approximation involves the minimisation of an objective function defined as the mean square error between the approximated and approximating waveforms. For minimisation of the objective function, a hybrid optimisation algorithm consisting of serially connected genetic and gradient algorithms was used. This combination allows one to eliminate fundamental drawbacks of both algorithms.

Model generatora synchronicznego z ułamkowym regulatorem napięcia PI^bD^a

Autor

Dariusz Spatek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generator synchroniczny, regulator napięcia PI^bD^a , pochodna ułamkowa

Streszczenie

Generator synchroniczny wraz z układem wzbudzenia, regulatorem napięcia i stabilizatorem jest obiektem, którego zachowanie można opisać układem równań różniczkowych zwyczajnych nieliniowych. Nieliniowość równań różniczkowych jest wynikiem nasycania się obwodu magnetycznego generatora synchronicznego. Na pracę generatora z punktu widzenia energetyki ma istotny wpływ zastosowany regulator napięcia, czy to klasyczny PID, czy też ułamkowy typu PI^bD^a wykorzystujący pochodne rzędu niecałkowitego. Rozwiązanie numeryczne układu równań różniczkowych nieliniowych, uwzględniających nasycenie obwodu magnetycznego oraz zastosowanie regulatora ułamkowego PI^bD^a , pozwala na ocenę i dobór parametrów regulatora. Wrażliwość na wybrane parametry regulatora jest przedmiotem analiz numerycznych. Program autorski C++ pozwala na ocenę pracy generatora w wybranych stanach nieustalonych (zwarcie, zaburzenie napięcia zadanego, rzut mocy czynnej), z wykorzystaniem wybranego modelu generatora synchronicznego (1,1), (2,2) lub (3,3).

1. Modele generatora synchronicznego i regulatora napięcia

1.1. Wprowadzenie

Analizy numeryczne pracy generatora synchronicznego stanowią ważną kwestię dla analizy zarówno generatora, jak i sieci. Generator synchroniczny jest wyposażony w regulator i stabilizator napięcia. Regulatory napięcia zwykle projektuje się jako klasyczne regulatory PID, tzn. sygnał wyjściowy określony jest przez pochodną pierwszego rzędu, całość i różnicę sygnału wejściowego. Obecnie regulatory napięcia przeważnie realizują proces w sposób numeryczny, czyli za pomocą procesorów i układów elektronicznych, które wypracowują sygnały wyjściowe tych regulatorów. Ten sposób realizacji technicznej umożliwia tworzenie wielu różnych modeli regulatorów napięcia. W szczególności można łatwo projektować regulatory napięcia rzędu ułamkowego PI^bD^a i wyposażać w nie generatory synchroniczne mające zastosowanie w elektrowniach.

Główne pytanie tego artykułu brzmi: czy proponowane rozwiązanie poprawia niektóre aspekty pracy generatora synchronicznego w wybranych stanach nieustalonych?

Do zbadania tego problemu potrzebny jest model generatora synchronicznego i regulatora napięcia PI^bD^a .

Generator synchroniczny i regulator napięcia opisuje się odpowiednio układem zwyczajnych nieliniowych równań

różniczkowych i ułamkowym równaniem różniczkowym. Takie podejście do omawianego modelu umożliwia wgląd w jego parametry, a następnie *loci* generatora-regulatora.

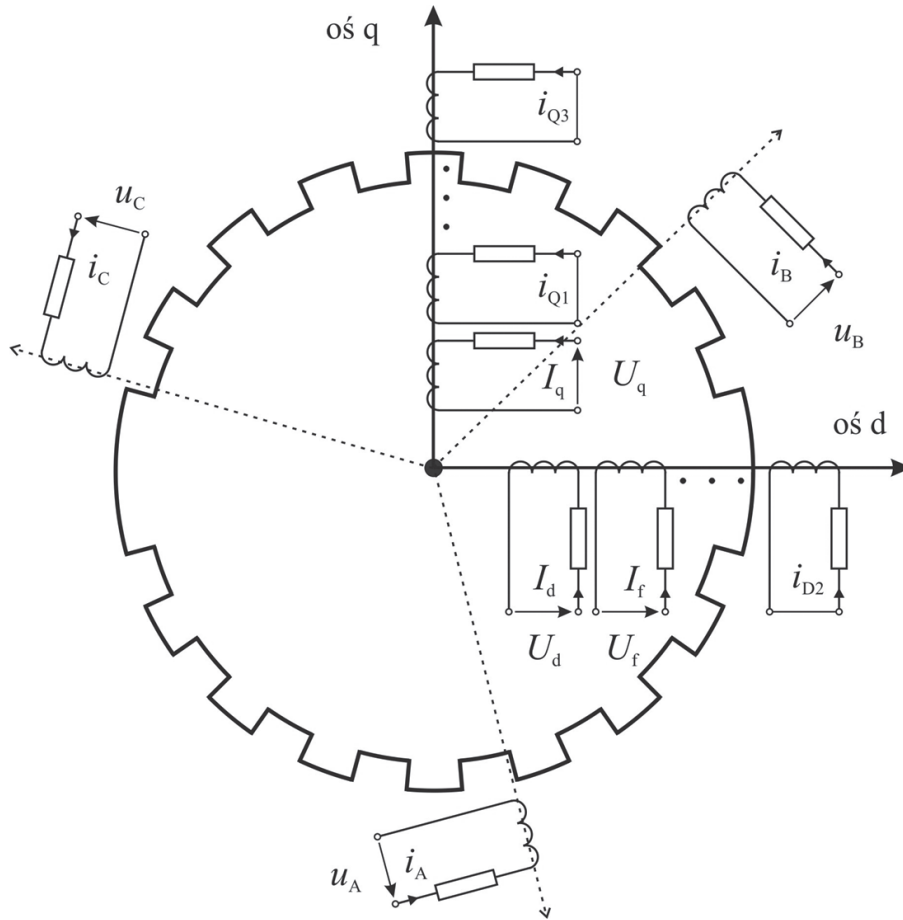
Algorytm numeryczny oparty na wymienionym modelu pozwala opisać wpływ parametrów regulatora napięcia na stany nieustalone generatora synchronicznego.

Autorska wersja programu napisanego w C++, rozszerzająca jego poprzednią wersję, jest dostępna na stronie: www.elekt.polsl.pl/dspalek/.

1.2. Generator synchroniczny

Modele obwodów generatorów synchronicznych często stosuje się do analizy stanów nieustalonych generatora. Z modeli tych wyprowadza się układ równań stanu polegających na liniowej transformacji równoważnych prądów i napięć. Modele obwodów wynikają z dwuosiovej transformacji liniowej prądów i napięć stojana i wirnika (rys. 1). Najczęściej stosowana jest transformacja d-q w płaszczyźnie synchronicznej [1, 2, 3].

Najważniejsze zjawiska fizyczne w generatorze synchronicznym można uwzględnić za pomocą modeli schematów zastępczych. Liczba i postacie schematów zastępczych mogą być różnorodne. Im bardziej rozwinięty schemat zastępczy, tym więcej wprowadzanych jest zmiennych stanu.



Rys. 1. Schemat zastępczy generatora synchronicznego s

Prądy w schematach zastępczych maszyn synchronicznych, prędkość kątową ω , kąt obciążenia δ i kąty sterowania sterownika napięcia α_1, α_2 stanowią zmienne stanu. Układ zwyczajnych równań różniczkowych przyjmuje następującą formę:

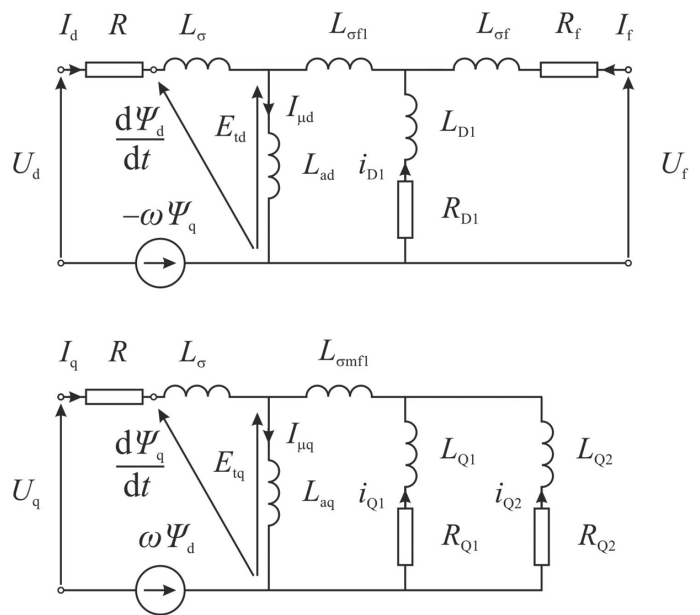
$$\frac{dx}{dt} = F(t, x) \quad (1)$$

gdzie wektor zmiennych stanu zdefiniowany jest następująco:

$$x = (I_d, I_f, i_{D1}, i_{D2}, I_q, i_{Q1}, i_{Q2}, i_{Q3}, \omega, \delta, \alpha_1, \alpha_2)^T \quad (2)$$

a I_d, I_q są prądami stojana przekształconymi w osi d-q (dla prądów stosuje się oznaczenie silnika), I_f oznacza prąd wzbudzenia, $i_{D1}, i_{D2}, i_{Q1}, i_{Q2}, i_{Q3}$ oznaczają równoważne prądy dla modeli maszyn synchronicznych. Ostatnie cztery zmienne wektora stanu oznaczają: ω prędkość kątową pola elektrycznego wirnika, δ kąt mocy (obciążenia), α_1, α_2 to zmienne sterujące sterownika napięcia generatora [4], które zdefiniowano na rys. 5. Funkcję $F(t, x)$ definiują przedstawione poniżej równania.

Liczba wybranych prądów określa typ modelu generatora synchronicznego. Najprostszy jest model typu (1,1), a najbardziej



Rys. 2. Model generatora synchronicznego typu (2,2)

rozwinęty jest model oznaczony jako (3,3). Modele te uwzględniają napięcia transformacji. Jednakże do analiz stanów niestabilnych (rys. 2) powszechnie przyjmuje się model generatora synchronicznego (2,2).

Model (2,2) zawiera następujące zmienne stanu:

$$x = (I_d, I_f, i_{D1}, I_q, i_{Q1}, i_{Q2}, \omega, \delta, \alpha_1, \alpha_2)^T \quad (3)$$

Istotnym problemem przy tych modelach jest znalezienie wartości parametrów [5].

Jednakże przy dużych systemach elektroenergetycznych lub zrzucie mocy w osi d modele te można zastąpić na przykład modelem GENROU [6]. Modele GENROU, GENROE i inne tworzą układ czterech równań różniczkowych dla zmiennych stanu elektromagnetycznego i dwóch dla zmiennych stanu mechanicznego: ω oraz δ .

Co więcej, w niektórych modelach można pominąć napięcia transformacji stojana. Matematycznie napięcia transformacji stojana da się pominąć, jeśli dla stanów niestabilnych można przyjąć następujące warunki:

$$|\omega\Psi_q| \gg |E_{td}| \cong \left| L_{ad} \frac{dI_d}{dt} \right| \cong \left| \frac{d\Psi_d}{dt} \right| \quad (4)$$

oraz

$$|\omega\Psi_d| \gg |E_{tq}| \cong \left| L_{aq} \frac{dI_q}{dt} \right| \cong \left| \frac{d\Psi_q}{dt} \right| \quad (5)$$

W szczególności warunki te są spełnione dla stanów niestabilnych modelu liniowego ze źródłem pulsacji ω_s w przypadku:

$$\frac{1}{T_{\min}} \ll \omega_s \quad (6)$$

gdzie

T_{\min} oznacza stałą czasową o minimalnej wartości całego modelu obwodu.

Funkcja $F(t, x)$ w (1) zbudowana jest w oparciu o równania stanu elektrycznego (równania Kirchhoffa), równania stanu mechanicznego, a następnie na podstawie algorytmu regulacji napięcia.

Równania prądów generatora synchronicznego są następujące:

$$\frac{dI_D}{dt} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{d1} \\ I_{d2} \\ I_{d3} \\ I_{d4} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_f \\ i_{D1} \\ i_{D2} \end{bmatrix} = L_D^{-1} (U_D - E_D - R_D I_D) \quad (7)$$

gdzie napięcie rotacji E_D dla osi d jest opisane następująco:

$$E_D = [-\omega\Psi_q, 0, 0, 0] \quad (8)$$

oraz

$$\frac{dI_Q}{dt} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{q1} \\ I_{q2} \\ I_{q3} \\ I_{q4} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Q1} \\ i_{Q2} \\ i_{Q3} \end{bmatrix} = L_Q^{-1} (U_Q - E_Q - R_Q I_Q) \quad (9)$$

gdzie napięcie rotacji E_Q dla osi q równa się:

$$E_Q = [\omega\Psi_d, 0, 0, 0] \quad (10)$$

Strumienie magnetyczne są równe:

$$\Psi_D = \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_f \\ \Psi_{D1} \\ \Psi_{D2} \end{bmatrix} = L_D I_D, \quad \Psi_Q = \begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_{Q1} \\ \Psi_{Q2} \\ \Psi_{Q3} \end{bmatrix} = L_Q I_Q \quad (11)$$

Macierze indukcyjności i rezystancji dla najbardziej rozwiniętego modelu typu (3,3) są następujące:

$$R_D = [R, R_f, R_{D1}, R_{D2}] \quad (12)$$

$$R_Q = [R, R_{Q1}, R_{Q2}, R_{Q3}] \quad (13)$$

Zgodnie z równaniami (7), (9) i (11) spełnione są warunki:

$$\Psi_d = (L_{ad} + L_\sigma) I_d + L_{ad} I_f + L_{ad} i_{D1} + L_{ad} i_{D2} \quad (14)$$

$$\Psi_q = (L_{aq} + L_\sigma) I_q + L_{aq} i_{Q1} + L_{aq} i_{Q2} + L_{ad} i_{Q3} \quad (15)$$

Nasycenie obwodu magnetycznego wpływa głównie na indukcyjności L_{ad} oraz L_{aq} .

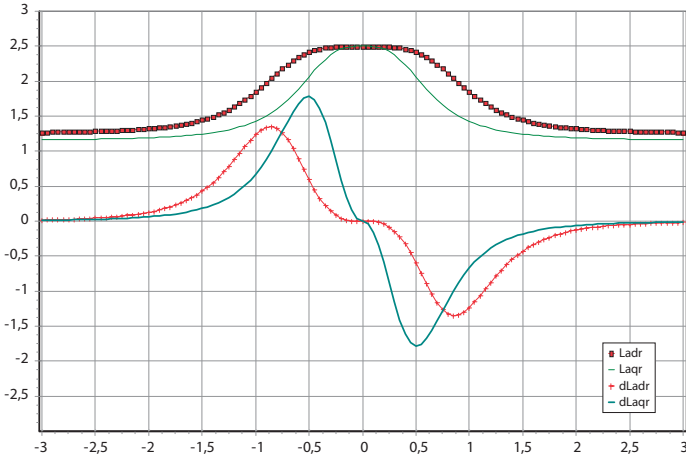
$$L_{ad} = L_{ad}(I_d) \quad (16)$$

$$L_{aq} = L_{aq}(I_q) \quad (17)$$

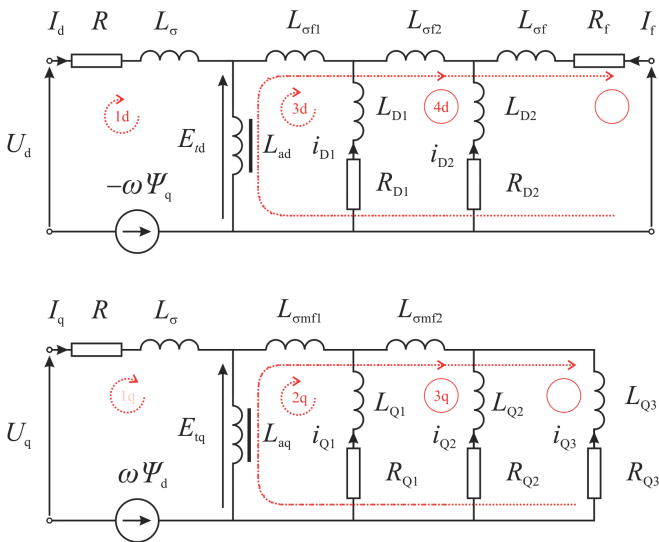
$$L_f = \text{const} \quad (18)$$

Krzywe nieliniowości można uzyskać poprzez analizę pola elektromagnetycznego lub pomiar [5]. Ten rozwinięty model pozwala na wprowadzenie różnych krzywych magnesowania. Na przykład rys. 3 przedstawia indukcyjności (16) oraz (17), a także ich pochodne w funkcji prądu względnego.

Pominięto nieliniowość indukcyjności wzbudzenia L_f . Nieliniowość obwodu magnetycznego generatora synchronicznego prowadzi do modyfikacji schematu zastępczego. Najbardziej rozwinięte schematy zastępcze przedstawiono na rys. 4.



Rys. 3. Indukcyjności dla osi d oraz q i ich pochodne w funkcji prądu względnego osi



Rys. 4. Schemat zastępczy generatora synchronicznego

Równanie stanu mechanicznego tej maszyny synchronicznej przyjmuje postać:

$$J \frac{d\omega}{pdt} = T_e + T_m + D(\omega_s - \omega) = -J \frac{d^2\delta}{pdt^2} \quad (19)$$

gdzie T_e oznacza moment elektromagnetyczny

$$T_e = p(\Psi_d I_q - \Psi_q I_d) \quad (20)$$

a T_m to moment obrotowy nadany przez turbinę ($T_m < 0$), natomiast D oznacza współczynnik tłumienia mechanicznego dla całego turbogeneratora.

Napięcie wzbudzenia U_f generatora zależy od sygnału sterującego α , jak przedstawiono poniżej:

$$U_f = U_{fmax} \cos(\alpha) \quad (21)$$

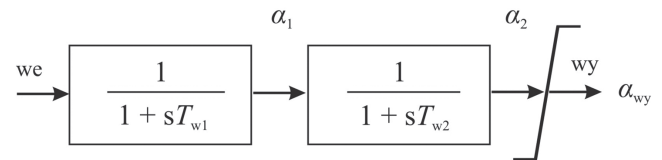
gdzie sygnał sterujący α dla systemu regulacji napięcia realizowany jest przez przedwzmacniacz [4], który dla elektromechanicznych (wirujących) układów wzbudzenia przyjmuje wartości:

$$\alpha_{wy} \in (0, \pi/2) \quad (22a)$$

a dla statycznych układów wzbudzenia (przekształtnik rewersyjny i transformator):

$$\alpha_{wy} \in (-\pi/2, \pi/2) \quad (22b)$$

Schemat blokowy układu wzbudzenia o dwóch poziomach bezwładności (dwóch stałych czasowych) przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Schemat blokowy regulatora wzbudzenia

Sygnał wejściowy istnieje dla układu wzbudzenia wyposażonego w regulator napięcia PID lub PI^bD^a.

Cały sygnał sterujący α realizują zarówno regulator napięcia, jak i stabilizator systemowy (stabilizator systemu elektroenergetycznego), zgodnie z równaniem:

$$\alpha = \alpha_{wy} + \beta \quad (23)$$

gdzie α oznacza sygnał sterujący w (21).

1.3. Uławkowy regulator napięcia

Do regulacji napięcia generatorów synchronicznych zazwyczaj stosuje się klasyczne regulatory PID. Regulator napięcia PID (klasyczny) jest określony równaniem:

$$\beta_1(s) = K \left(1 + \frac{1}{sT_I} + sT_D \right) \Delta U(s) \quad (24)$$

gdzie:

$\Delta U(s)$ oznacza zmianę napięcia generatora, K współczynnik wzmocnienia regulatora PID, T_I stałą czasową całkowania, T_D stałą czasową różniczkowania. Regulator PID realizuje sygnał wyjściowy na podstawie pierwszej pochodnej (czyli rzędu całkowitego) i całki pojedynczej sygnału wejściowego.

Do celów regulacyjnych można także stosować pochodną rzędu uławkowego [7] na podstawie wzoru PI^bD^a:

$$\beta_1(s) = K \left(1 + \frac{1}{(sT_1)^b} + (sT_D)^a \right) \Delta U(s) \quad (25)$$

Pochodną rzędu ułamkowego (tzw. pochodno-całkę) można wyprowadzić z definicji Grünwalda-Letnikova [7] w następujący sposób:

$$D^a f = \frac{1}{h^a} \sum_{i=0}^{\left[\frac{t-t_0}{h} \right]} \frac{(-1)^i \Gamma(a+1)}{i! \Gamma(a+1-i)} f(t-ih) \quad (26)$$

gdzie:

[·] oznacza część całkowitą argumentu, czyli tzw. funkcji podłogi, t_0 oznacza punkt początkowy (często $t_0 = 0$), h oznacza krok (rys. 6), $\Gamma(\cdot)$ oznacza funkcję gamma Eulera, np. $\Gamma(n+1) = n!$ dla liczby całkowitej n .

Należy podkreślić, że w teorii pochodnych ułamkowych wprowadzono inne definicje pochodnych i całek rzędu ułamkowego.

Transformata Laplace'a pochodno-całki (26) – przy zerowym stanie początkowym – jest następująca [7]:

$$D^a f(t) \rightarrow s^{-a} F(s) \quad (27)$$

Rząd ułamkowy pochodnej a może być dowolną dodatnią lub ujemną liczbą rzeczywistą. Dla liczby całkowitej $a = n$ pochodna ułamkowa jest klasyczną pochodną rzędu n -tego, a suma (26) zawiera skończoną liczbę składników równą $n+1$.

Ponieważ w równaniu (25) składnik „całkowy” $1/(sT_1)^b$ dla $b > 0$ może być realizowany przez składnik „różniczkowy” w postaci $(sT_D)^a$ dla $a < 0$, w ten sposób uwzględnia się regulację napięcia określoną zależnością:

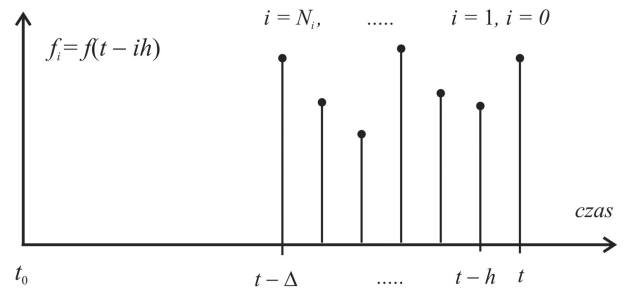
$$\beta_1(s) = K \left(1 + (sT_D)^a \right) \Delta U(s) \quad (28)$$

która jest prostsza do realizacji technicznej niż algorytm uzyskany za pomocą równania (25), a także obejmuje całkowanie.

Problemem pojawiającym się przy numerycznej ocenie pochodnej rzędu ułamkowego (pochodno-całki) jest to, że liczba składników $\left[(t - t_0)/h \right] + 1$ rośnie znacząco przy wielkim t . Aby uniknąć tego problemu, dodaje się tylko ograniczoną liczbę składników N_i dla punktów czasowych ze skończonego przedziału $[t - \Delta, t]$ z „niedawnej przeszłości” (rys. 6).

Algorytm wynikający z równania (28) tworzy się za pomocą definicji (26) zarówno dla zastosowania technicznego, jak i realizacji numerycznej, gdy uwzględnia się składniki N_i tej sumy. Z fizycznego punktu widzenia liczba składników N_i powinna zależeć od szybkości zmian napięcia, np. można przyjąć $c = 20$ próbek w okresie czasu $T = 1/f_s$ wraz z pewną liczbą n okresów czasu T (c wybiera się na podstawie doświadczenia i może być większa lub mniejsza niż 20). Algorytm ten w dziedzinie czasu (rys. 6) przyjmuje prostą postać:

$$D^a f \approx h^{-a} \sum_{i=0}^{N_i} w_i f_i \quad (29)$$



Rys. 6. Pochodna rzędu ułamkowego – oznaczenia pomocnicze

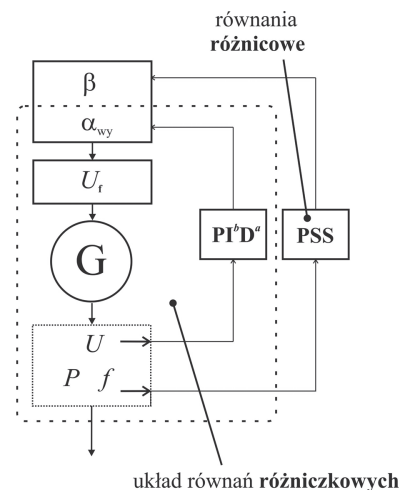
gdzie:

$$w_i = -w_{i-1}(a-i)/(1+i), w_0 = 1, h = \Delta/N_i$$

Należy podkreślić, że istnieje także możliwość stosowania regulacji napięcia według logiki rozmytej [8], ale artykuł ten jej nie dotyczy.

1.4. Stabilizator mocy

Stabilizatory systemowe (sygnał wyjściowy β) można projektować na wiele różnych sposobów [9, 10, 11]. Stabilizatory systemu elektroenergetycznego z dwoma wejściami (częstotliwość, moc) zaleca się instalować na generatorach synchronicznych o mocy ponad 100 MW. Matematyczny opis stabilizatora zależy od sposobu jego realizacji technicznej i zwykle podany jest w postaci układu równań różnicowych, jak pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Różniczkowo-różnicowy model układu generatora, regulatora napięcia i stabilizatora

2. Analiza numeryczna

2.1. Program numeryczny

Do badania cech modeli i ich wrażliwości na niektóre parametry opracowano program numeryczny dostępny na stronie: <http://www.elekr.polsl.pl/dspalek> (rys. 8).

2.2. Model numeryczny generatora synchronicznego

Program ten pozwala wybrać zestaw parametrów istotnych dla symulacji na modelach (1,1), (2,2) i (3,3) dotyczących nieliniowości obwodu magnetycznego. Program ten może badać wrażliwość każdego parametru modelu generatora synchronicznego na stany nieustalone. Program ten uwzględnia również przyjęty rodzaj regulatora napięcia, tzn. klasyczny PID lub uławkowy PI^bD^a .

Wyniki wykonanej przez ten program symulacji określają, który model oraz jakie parametry i regulatory zapewniają odpowiednią pracę całego systemu.

Przykładowo analizowano następujące wybrane stany nieustalone generatora synchronicznego:

- zrzut mocy biernej
- zmiana ustawienia napięcia
- zwarcie symetryczne.

Uwzględniono model liniowy i nieliniowy typu (2,2) generatora synchronicznego TWW-200-2, przy następujących parametrach modelu: $S_n = 270$ MVA, $P_n = 230$ MW, $U_n = 15,75$ kV, $I_n = 8625$ A, $\cos\varphi_n = 0,85$, $f_n = 50$ Hz, $p = 1$, $U_{fn} = 330$ V, $I_{fn} = 2435$ A, $I_{f0} = 766$ A, $I_{fz} = 1900$ A, $kF = 1,8$.

Regulator PID: $K = 0$, $T_I = 3$ s, $T_D = 0,1$ s.

Ustawienia regulatora uławkowego PI^bD^a :

$a = 0,5$, $b = 0$, $T_a = 0,001$ s.

Parametry liniowego modelu typu (2,2) generatora (dla jednostki systemowej): $L_{ad} = 2,48$, $L_{aq} = 2,48$, $L_s = 0,139$, $R = 0,001676$, $L_{sf} = 0,139$, $R_f = 0,001128$, $L_{D1} = 0,06$, $R_{D1} = 0,0004046$, $L_{sf1} = 0$, $L_{D2} =$ nieskończoność, $R_{D2} =$ nieskończoność, $L_{sf2} = 0$, $L_{Q1} = 0,332$, $R_{Q1} = 0,011$, $L_{smf1} = 0$, $L_{Q2} = 0,112$, $R_{Q2} = 0,024$, $L_{smf2} = 0$, $L_{Q3} =$ nieskończoność, $R_{Q3} =$ nieskończoność.

Krzywe magnesowania wybrane dla nieliniowego modelu generatora przedstawiono na rys. 3.

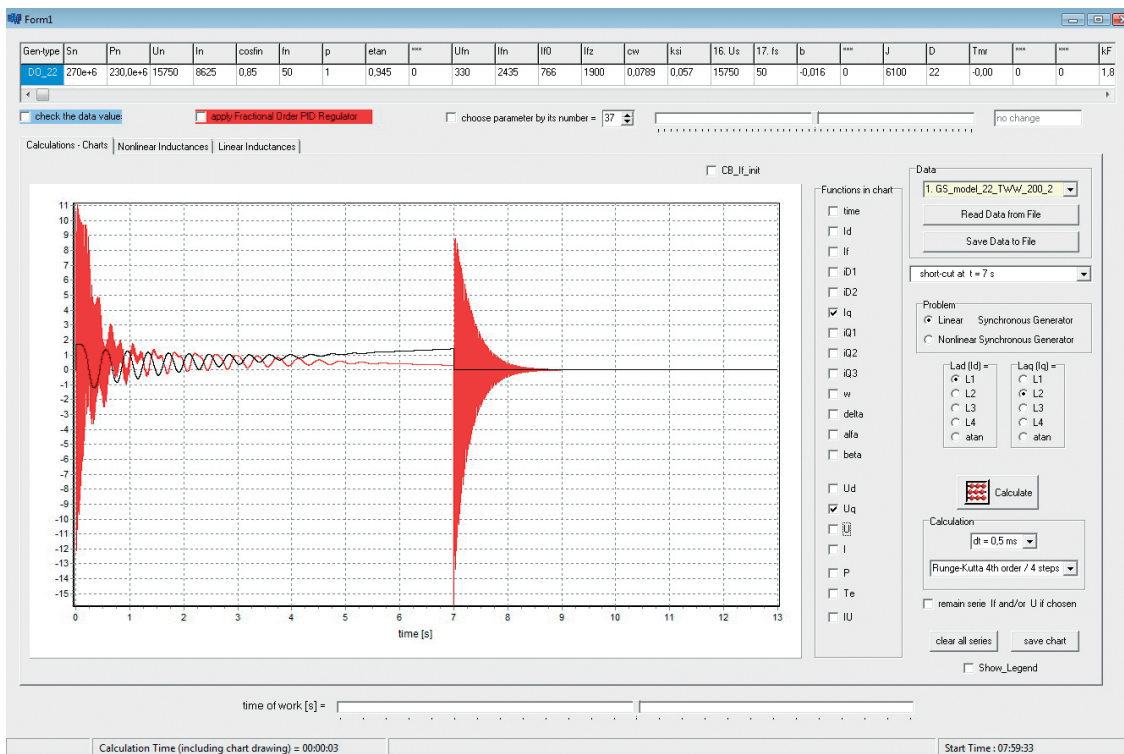
Parametry wzbudzenia: $T_{w1} = 0,1$ s, $T_{w2} = 0,2$ s.

Generator synchroniczny wyposażony w regulator napięcia PID (sygnał wyjściowy dany przez pochodną pierwszego rzędu, całkę i różnicę sygnału wejściowego) można zastąpić regulatorem uławkowym. Przedstawione tu stany pracy potwierdzają, że regulatory napięcia rzędu uławkowego PI^bD^a można stosować do generatorów synchronicznych.

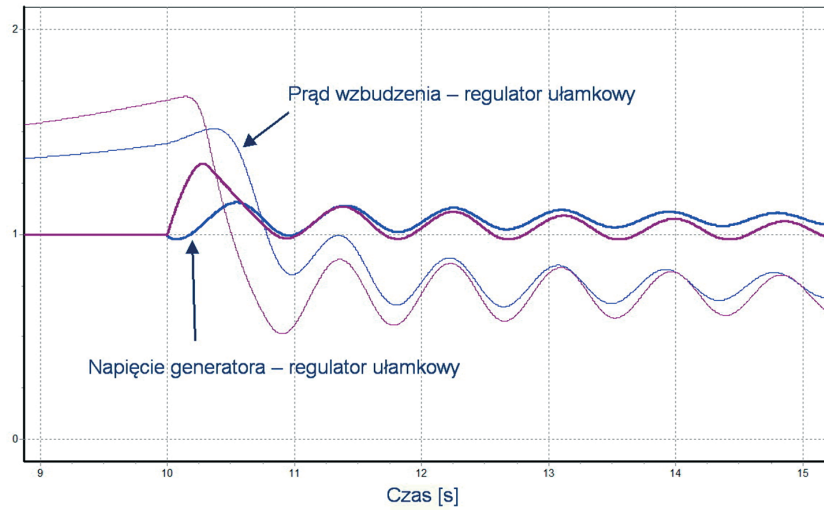
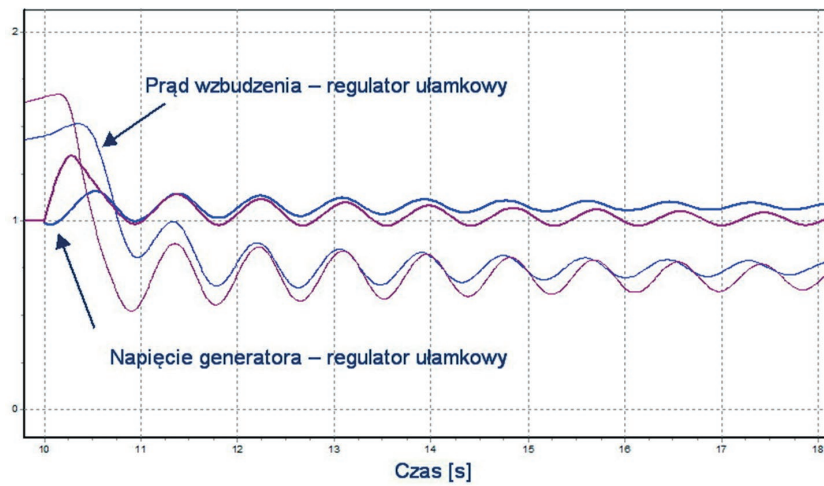
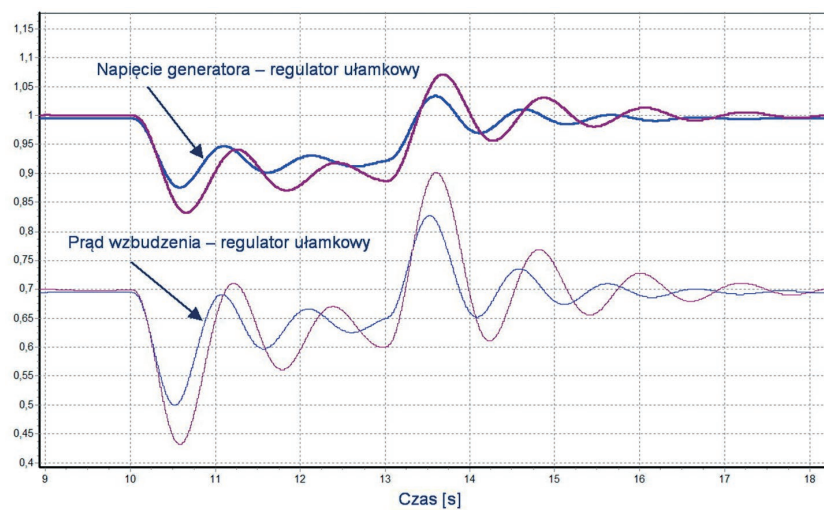
Należy jednak podkreślić, że nie wszystkie uzyskane stany nieustalone były zadowalające!

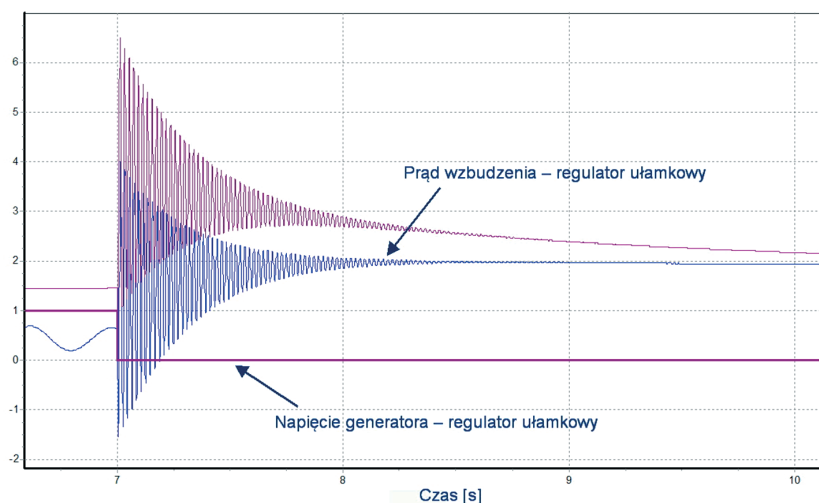
W celu zbadania pracy regulatora napięcia PI^bD^a opracowuje się model generatora synchronicznego.

Oparty na tym modelu algorytm numeryczny pozwala opisać wpływ parametrów regulatora napięcia na stany nieustalone generatora synchronicznego.



Rys. 8. Podstawowa forma programu (dostępna na <http://www.elekt.r.polsl.pl/dspalek/>)

Rys. 9. Zrzut mocy biernej. Prąd wzbudzenia I_f i napięcie generatora U (obwód liniowy)Rys. 10. Zrzut mocy biernej. Prąd wzbudzenia I_f i napięcie generatora U (obwód nieliniowy)Rys. 11. Zmiana ustawienia napięcia $\pm 10\%$. Prąd wzbudzenia I_f i napięcie generatora U (obwód liniowy)



Rys.12. Zwarcie symetryczne. Prąd wzbudzenia I_f i napięcie generatora U (obwód liniowy)

3. Wnioski

Opracowano model obwodów generatora synchronicznego wyposażonego w regulator napięcia rzędu ułamkowego PI^bD^a:

- uwzględniono nieliniowość,
- analizowano model typu (2,2)
- klasyczny regulator napięcia PID porównano w szerokim zakresie z modelem regulatora rzędu ułamkowego PD^a.

Autorski program dostępny na stronie: <http://www.elekt.polsl.pl/dspalek/> jest nieustannie aktualizowany [12, 13, 14, 15, 16].

Podejścia zastosowane w opisującym model algorytmie uwzględniają wpływ parametrów ułamkowego regulatora napięcia na stany nieustalone generatora synchronicznego. Analizę tę należy rozwijać w przyszłości.

BIBLIOGRAFIA

- Adkins B., Harley P.G., The general theory of alternating current machine, Chapman and Hall, Londyn 1978.
- Paszek W., Stany nieustalone maszyn elektrycznych prądu przemienowego, WNT 1984.
- Latek W., Turbogeneratory, WNT 1973.
- Janson Z. i in., ETEF 200C – Mikroprocesorowy układ wzbudzenia generatora 200 MW, *Energetyka* 1997, s. 199–204.
- Berhausen S., Paszek S., Estymacja parametrów modelu generatora synchronicznego pracującego w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 8, s. 192–197.
- Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja paramentów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym, Politechnika Śląska, Gliwice 2013.
- Shantanu Das, Functional Fractional Calculus, ISBN 978-3-642-20544-6 Springer Verlag, 2011.
- Barbos de J. C., New optimal fuzzy-PID controller structure, *Proceedings of ICEM, 2002, Brugia 2002*, s. 216.
- Robak S., Hierarchiczne sterowanie napięcia wzbudzenia generatora synchronicznego, *Archiwum Energetyki* 2000, tom XXIX, nr 1–2, s. 89–109.
- Gładyś H., Matla H., Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym, WNT 1999.
- Mello de F.P., Hannet L.N., Undrill J.M., Practical approaches to supplementary stabilising from accelerating power, *IEEE Transaction*, tom PAS-97, 1978, s. 1515–1522.
- Spałek D., Analysis of excitation system modified for power station generator. *Proceedings of ICEM, 2000, tom II, Helsinki 2000*, s. 977–981.
- Spałek D., Turbogenerator as a electromechanical converter – transient states, *Symposium PPEE, 2000, Wisła 2000*, s. 295–300.
- Spałek D., Approach to synchronous generator with power system stabilizer described by difference-differential equations, *XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”*, tom I, Jurata 2009, s. 247–258.
- Spałek D., Synchronous generator model sensitivity to parameters for transients approach, *APE* 2011, tom I, s. 203–212.
- Spałek D., Synchronous generator model with nonlinear magnetic circuit, *Proceedings of Conference APE 2013, Acta Energetica* 2013, nr 4/17, s. 143–157.

Dariusz Spalek

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska w Gliwicach

e-mail: Dariusz.Spalek@polsl.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Pracuje na Wydziale Elektrycznym swojej macierzystej uczelni (mgr inż. – 1988, dr – 1994, dr hab. – 2002, tytuł profesora – 2010). Stypendysta Fundacji DAAD na Technische Universität Erlangen-Nürnberg (Niemcy, 1996). Odbył staż przemysłowy w PUE Energotest-Energopomiar w Gliwicach oraz Energotest-Gdańsk sp. z o.o. w Gdańsku (1999–2007). Brał udział w pracach modernizacyjnych układów wzbudzenia i stabilizatorów systemowych dla generatorów, m.in. w elektrowniach: Dolna Odra, Łaziska, Rybnik, Koźlenice, Pątnów. Jest autorem 80 publikacji naukowych, 2 monografii i 2 podręczników akademickich oraz współautorem 70 publikacji i 2 podręczników.

Synchronous Generator Model with Fractional Order Voltage Regulator PI^bD^a

Keywords

synchronous generator, voltage regulator PI^bD^a , fractional derivative

Abstract

Synchronous generator together with excitation circuit, voltage controller and system stabilizer constitute nonlinear ordinary differential equations set. The nonlinearity of differential equations set results from magnetic circuits saturation. One of the most important, from the electric energy distribution point of view, is the influence of voltage control applied on the generator voltage. There could be applied regulator either classical PID or fractional of type PI^bD^a which bases on the so-called fractional derivative idea. Numerical solutions of nonlinear differential equations set, that takes into account both magnetic circuits saturation and fractional regulator PI^bD^a , lead to decisions either to accept or to reject the chosen parameters. The sensibility of generator work on chosen fractional regulator parameters is the main aim of this paper. With the help of C++ program provided the most important states of work (short-circuit, setting voltage change, reactive power rejection) can be analyzed basing on the accepted model of synchronous generator such as (1,1), (2,2) or (3,3).

Metoda analizy stabilności statycznej systemów elektroenergetycznych

Autorzy

Kazimierz Oziemblewski
Ksawery Opala

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

stabilność statyczna systemu elektroenergetycznego, sztywność sieci, kołysania mocy

Streszczenie

Treść artykułu dotyczy badania zmian parametrów pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach narastania jego obciążenia. Wyniki tych i podobnych badań mogą prowadzić do rozszerzenia aktualnych poglądów na temat sztywności sieci, jej stabilności i warunków postawiania kołysań mocy w systemie. Kołysania mocy często stanowią początek rozległych awarii systemowych.

Wstęp

Dla zapewnienia bezpiecznej pracy współczesnych SEE opracowano dotąd wiele metod analizy i oceny stanu systemu, wdrożono wiele urządzeń kontrolno-pomiarowych, wiele automatyk prewencyjnych i regulacyjnych [2, 17, 22]. W tym samym celu zastosowano wiele urządzeń transmitujących i przetwarzających dane pomiarowe i sygnały, wdrożono stabilizatory systemowe tłumiące kołysania bloków, instalowano urządzenia regulujące napięcie i przepływy mocy (głównie biernej) w sieci, w tym urządzenia FACTS, SVC itp. Poza tym instaluje się układy WAMS umożliwiające wczesne wykrywanie zagrożeń awarią w SEE, uruchamia się sprzęgła prądu stałego blokujące przenoszenie stanów nieustalonych itd. W procesie planowania i dobowego programowania układów pracy sieci SEE wykonuje się analizy rozpliwów mocy, obliczanych z uwzględnieniem kryteriów N-1 (w uzasadnionych przypadkach N-2). Coraz powszechniej korzysta się z wyników analiz stabilności napięciowej, czy stabilności kątowej. Nowoczesne metody kierowania ruchem SEE plus istniejące możliwości obserwacji i sterowania pracą urządzeń systemu stwarzają warunki do utrzymania wymaganych parametrów jakości dostarczanej energii i bezpiecznej pracy SEE.

Zrobiono wiele, ale jeszcze nie wszystkie problemy udało się rozwiązać, zwłaszcza jeśli chodzi o bieżącą, operatorską ocenę stanu bezpieczeństwa SEE. Operator na bieżąco ma do dyspozycji pomiary modułów napięć w węzłach nadzorowanej sieci oraz pomiary przepływów mocy w gałęziach tej sieci. Napięcie w węzłach sieci jest funkcją wielu zmiennych – teoretycznie wszystkich parametrów pracy SEE, a te podlegają ciągłym zmianom losowym. Faktycznie z minuty na minutę zmienia się stan załączenia elementów wytwórczych, przesyłowych i odbiorczych w sieci, zmieniają się moce wytwarzane i moce

obciążenia w węzłach; w węzłach regulujących częstotliwość w sieci następują korekty wytwarzania mocy czynnej, w węzłach regulujących napięcie w sieci występują korekty wytwarzania lub przesyłu mocy biernej (patrz: regulacja przekładni wzdłużnej TR). Regulatory turbin i regulatory napięcia pracują praktycznie bez przerwy, a na wykresach mierzonych wielkości napięcia i częstotliwości widoczna jest „trawka” – dowód chwilowej ich zmienności.

Bezpieczna praca systemu to praca stabilna. Zdaniem autorów należy dążyć do opracowania i udostępnienia operatorowi narzędzi do bieżącej analizy stanu (zapasu) stabilności statycznej SEE, które pozwolą mu na podejmowanie właściwych decyzji lub zależnie od okoliczności wygenerują odpowiednie sygnały sterownicze. Parametry pracy SEE wiążą zależności nieliniowe i uwikłane, stąd analizy przynajmniej niektórych funkcji (stanów czy zjawisk) systemu muszą być wykonywane z zastosowaniem rachunku różniczkowego; na poziomie pochodnych [1, 8, 18]. W tym artykule zamieszczono przykładowe wyniki obliczeń, które – zdaniem autorów – wskazują na możliwości poszerzenia bieżących analiz stanu pracy sieci SEE o badania statycznej stabilności sieci, a w tym sztywności sieci i jej naturalnej obciążalności. Znaczące obniżenie się sztywności sieci sprzyja pobudzeniu i rozwijaniu się nietłumionych kołysań mocy w SEE, a to z kolei może być zarzewiem wielkiej awarii systemowej.

W artykule omawia się tylko fragment prowadzonych analiz. Dotyczy on badania stanów stabilności sieci w zależności od zmian obciążenia mocą czynną w przykładowej sieci. W szerszym ujęciu podobne badania stanów stabilności sieci przewiduje się realizować również w funkcji pozostałych zmiennych niezależnych, jak: moce bierne, moce pozorne, wzdłużne i poprzeczne przekładnie transformatorów.

Sztwność sieci i jej stabilność

Terminu „stabilność statyczna” używa się poniżej w znaczeniu nieco różniącym się od terminu „równowaga statyczna”, zdefiniowanego w ubiegłym wieku. Termin „równowaga statyczna” odnosi się do badania odpowiedzi SEE na małe zakłócenia (wymuszenia) w sieci.

W tym artykule termin „stabilność statyczna” odnosi się do badania zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym przy powolnym, spokojnym wzroście obciążenia systemu, bez dodatkowych wymuszeń. Terminu „sztywność sieci” używa się w tradycyjnym znaczeniu do opisanego zmienności (podatności) napięć w węzłach sieci w funkcji zmian obciążenia sieci.

Publikowane dość powszechnie materiały na temat stabilności napięciowej w sieciach SEE [6, 7, 13, 19, 20] zawierają charakterystyki zmienności modułu wektora napięcia w funkcji obciążenia mocą czynną badanego węzła: $U = f(P)$, tzw. krzywe nosowe. Krzywe $U = f(P)$ wyznacza się w celu pokazania zależności napięcia od obciążenia P oraz wyznaczenia maksymalnej, teoretycznie możliwej do przesłania, (ekstremalnej) mocy obciążenia $P = P_{ex}$. Praktycznie mocy $P = P_{ex}$ w systemie przesyłać nie można; wcześniej dojdzie do zakłócenia stabilności i awaryjnych wyłączeń elementów sieci.

Analiza przebiegu krzywej $U = f(P)$ prowadzi do ciekawych wniosków. Pokazano je na przykładzie obliczeń, wykonanych dla niewielkiego układu sieciowego 220/110 kV. Za punkt wyjścia przyjęto krzywą $U = f(P)$, policzoną dla jednego z węzłów 110 kV.

Praca sieci przy narastającym obciążeniu mocą czynną

Obliczenia wykonano przy założeniu stałych mocy czynnych i biernych we wszystkich węzłach sieci z wyjątkiem mocy P badanego węzła. Przebieg krzywej $U = f(P)$ pokazano na rys. 1. Na tym samym rysunku ukazano również inne krzywe, obrazujące

zmienność kąta wektora napięcia $\delta = f(P)$, zmienność strat mocy czynnej $\Delta P = f(P)$ i strat mocy biernej $\Delta Q = f(P)$ w sieci oraz zmienność modułu prądu obciążenia $I = f(P)$ w badanym węźle.

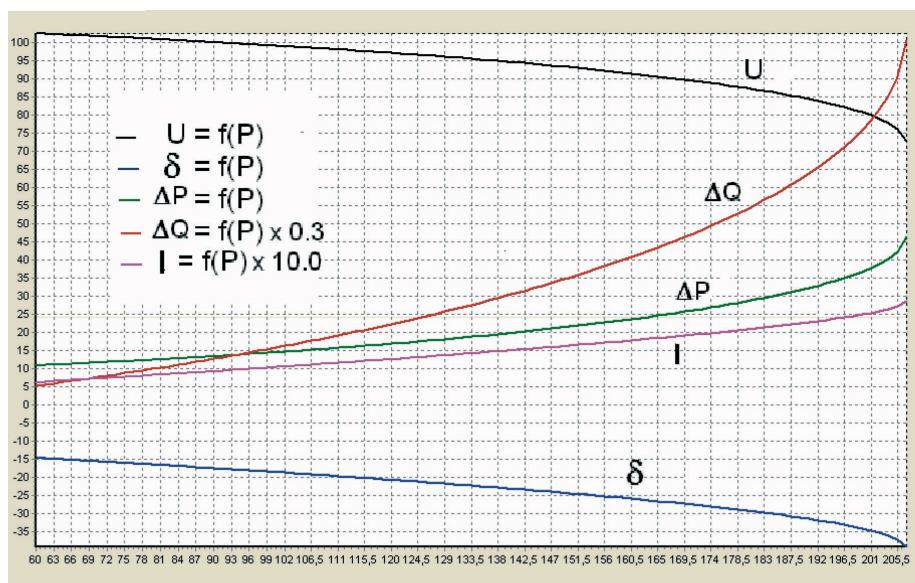
Na tym rysunku, a także na kolejnych, moduł napięcia U podawany jest w procentach napięcia znamionowego, kąt napięcia δ w stopniach, moc P i straty ΔP w [MW], moc Q i straty ΔQ w [Mvar], prąd I w [kA].

Wszystkie wykresy, z wyjątkiem przebiegu kąta δ , wykonano dla wartości bezwzględnych (bez znaku), aby pomieścić je w pierwszej ćwiartce układu współrzędnych. W celu zwiększenia czytelności wykresów różnych wielkości przedstawianych na jednym rysunku niektóre parametry pomnożono przez stałą (np. prąd przez 10, ΔQ przez 0,3).

Wraz ze wzrostem obciążenia od wartości początkowej $P = 57$ MW do wartości maksymalnej $P_{ex} = 207$ MW podane na rysunku parametry zmieniły się następująco: moduł napięcia – od 112,89 do 80,10 kV, kąt wektora napięcia – od $-14,47$ do $-39,28$ stopni, straty mocy czynnej – od 10,54 do 46,21 MW, straty mocy biernej – od 19,45 do 301,75 Mvar, pobierana stała moc bierna $Q = 20$ Mvar (moce P , Q i straty zapisano bez znaku).

Jak stwierdzono wyżej, przy założonych warunkach pracy sieci z badanego węzła mocy większej niż $P = P_{ex}$ pobrać nie można. Dlaczego? Odpowiedź na to pytanie niesie sama krzywa $U = f(P)$, obrazująca zależność napięcia U od mocy obciążenia węzła P . Zmienność napięcia w funkcji mocy P pokazuje przebieg pochodnej $u = \partial U / \partial P$. Wykres tej pochodnej przytoczono na rys. 2. Pokazane na tym samym rysunku inne krzywe będą objaśnione w drugiej kolejności.

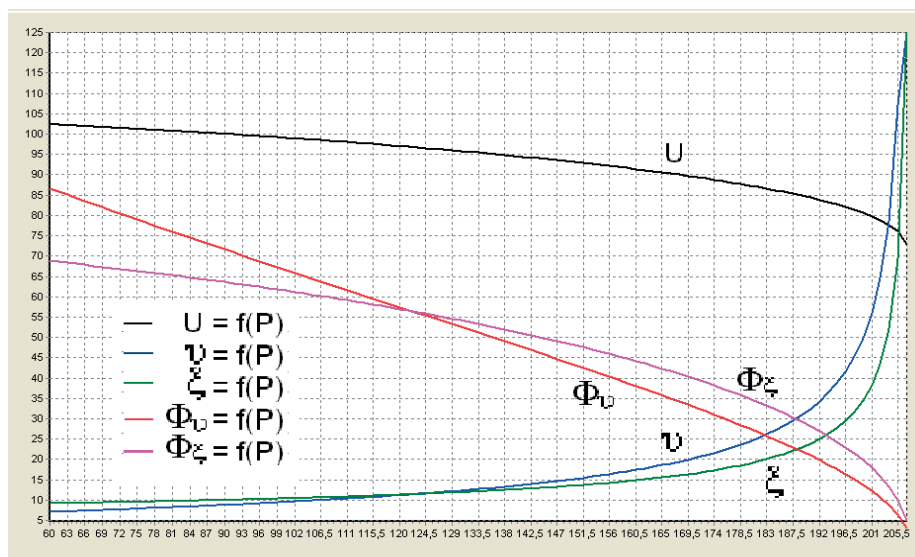
Pochodna u , z definicji, określa zmiany modułu napięcia w badanym węźle, powodowane przez jednostkową zmianę mocy czynnej węzła. Przebieg krzywej u pokazano w przedziale zmienności obciążenia mocą P w granicach od 57 do



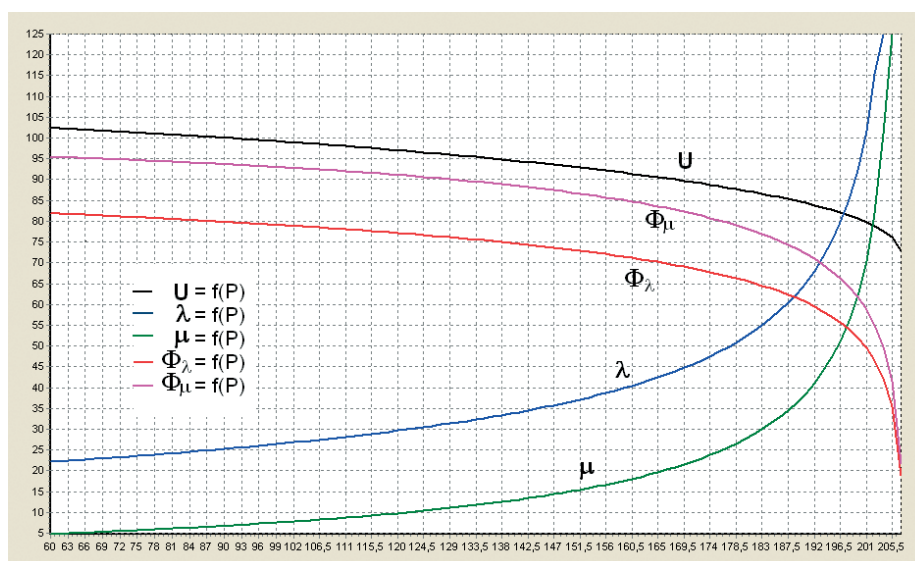
Rys. 1. Zależność parametrów U , δ , ΔP , ΔQ , I od mocy obciążenia P

$P_{ex} = 207$ MW. W miarę zbliżania się obciążenia P do P_{ex} bezwzględne wartości pochodnej u rosną do ∞ . Taki przebieg pochodnej u jest oczywisty, bo mianownik w wyrażeniu tej pochodnej w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ dąży do zera. Odwrotność u – pochodna $\partial P / \partial U$ – może stanowić definicję (jedną ze składowych definicji lub miary)¹ sztywności sieci. Taka pochodna określałaby, ile mocy czynnej P trzeba dodatkowo przesłać z sieci do/z badanego węzła, aby moduł napięcia U w tym węźle zmieniał się o jednostkę. Sieć sztywna to taka sieć, w której dowolne zmiany mocy węzłowych nie powodują zmian parametrów pracy sieci – tu napięcia w węzłach sieci.

W przypadku sieci sztywnej $U = \text{const}$. Warunki sieci sztywnej spełnia węzeł bilansujący w obliczeniach rozptyłów mocy. Na rys. 2 przedstawiono wykresy wskaźników Φ funkcji zredukowanych do przedziału 0–1. Algorytm redukcji jest następujący: $\Phi = \text{sign } 1 / (1 + |f(x)|)$. Jeśli wartość bezwzględna $|f(x)|$ jest równa lub bliska zeru, wtedy wskaźnik Φ jest równy lub bliski 1. Jeśli wartość bezwzględna $|f(x)|$ dąży do ∞ , wtedy Φ dąży do 0. Pokazane na rys. 2 krzywe Φ_u, Φ_ξ w tym artykule definiuje się jako wskaźniki sztywności i przedstawia jako wykresy sztywności sieci w badanym węźle przy narastającym obciążeniu. Wyrażają je zależności: $\Phi_u = 1 / (1 + |u|)$; $\Phi_\xi = 1 / (1 + |\xi|)$ (na rysunku krzywe



Rys. 2. Zależność parametrów $U, u, \xi, \Phi_u, \Phi_\xi$ od mocy obciążenia P



Rys. 3. Zależność parametrów $U, \lambda, \mu, \Phi_\lambda, \Phi_\mu$ od mocy obciążenia P

¹ Kolejną składową definicji sztywności sieci można sformułować na podstawie pochodnych $\partial U / \partial Q$ i $\partial Q / \partial U$.

Φ_U i Φ_ξ pokazano po przemnożeniu ich przez stałą; nie zmienia to charakteru tych krzywych).

Jeśli za wskaźnik sztywności sieci przyjąć współrzędną punktu na krzywej Φ_U , policzoną wg wzoru $\Phi_U = 1/(1+|u|)$, to w przypadku sieci sztywnej wskaźnik ten miałby wartość 1–100% (rys. 2). Rzeczywista sieć nie jest sztywna, a im większe obciążenie sieci P , tym większe zmiany napięcia U powoduje jednostkowa zmiana mocy w badanym węźle, tym szybciej zmniejsza się jej sztywność. W punkcie $P = P_{ex}$ pojęcie sztywności sieci traci sens: $|u| = \infty$ (wskaźnik sztywności sieci byłby równy 0, $\Phi_U = 0$!).

Podobne wnioski wypływają również z przebiegu pochodnej $\xi = \partial\delta/\partial P$. Pochodna ta określa zmiany kąta wektora napięcia δ w badanym węźle, powodowane przez jednostkową zmianę mocy czynnej węzła. I tu okazuje się, że im większe obciążenie sieci P , tym większe zmiany kąta wektora napięcia δ powoduje jednostkowa zmiana mocy P w badanym węźle. I ta pochodna może być uznana jako jedna z definicji (lub miar) sztywności sieci. Także w przypadku tej pochodnej w punkcie $P = P_{ex}$ wartość $|\xi| = \infty$, $\Phi_\xi = 0$.

Pochodne u i ξ posiadają wiele wspólnego z badaniami odpowiednio stabilności napięciowej i stabilności kątowej i mogą być tam stosowane.

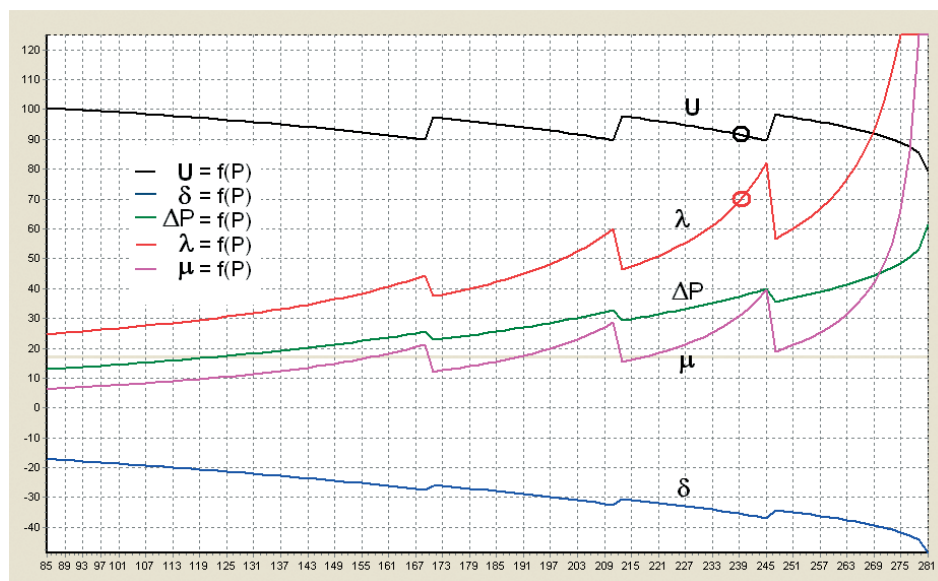
Przytoczone wyżej zależności oraz ich wykresy, pokazane na rys. 2, opisują faktyczne zmiany parametrów pracy sieci (wektorów napięcia) w funkcji obciążenia sieci. Nie wyjaśniają jednak do końca, dlaczego te zależności są właśnie takie. Dlaczego w danym punkcie pracy, przy obciążeniu $P = P_{ex}$, wyczerpują się naturalne możliwości przesyłu mocy? Odpowiedź można znaleźć, badając zależność strat przesyłowych od zmieniających się parametrów pracy SEE.

Wykresy krzywych $\Delta P = f(P)$ oraz $\Delta Q = f(P)$ przedstawiono

na rys. 1. Pochodne strat mocy czynnej ΔP i mocy biernej Q w funkcji mocy czynnej P badanego węzła zapisują się wzorami odpowiednio: $\lambda = \partial(\Delta P)/\partial P$; $\mu = \partial(\Delta Q)/\partial Q$ [18]. Przebieg krzywych λ i μ pokazano na rys. 3. Obydwie krzywe w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ zbiegają do nieskończoności. W rzeczywistej sieci obserwujemy faktycznie lokalny wzrost strat, ale czy do nieskończoności? W tym miejscu nie analizuje się funkcji $\Delta P = f(P)$ czy $\Delta Q = f(Q)$, a ich pochodne λ i μ , a te wskazują, że w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ straty mocy rosną zdecydowanie szybciej niż przyrasta moc P , możliwa do przesłania do badanego węzła. W końcu w punkcie $P = P_{ex}$ już żadna dodatkowa moc do badanego węzła nie może być przesłana. Zwiększenie prądu obciążenia w danym węźle spowoduje taki spadek napięcia, że moc pobierana z tego węzła zmniejszy się, a wzrosną tylko straty.

Pochodne λ i μ rosną do nieskończoności nie z powodu nieograniczonego wzrostu strat, ale z powodu zmniejszania się (do zera!) przyrostów mocy P i utraty przez sieć możliwości przesłania dodatkowej mocy P . Jest to dla nas bardzo ważna informacja: w warunkach, gdy λ lub/i μ zmierza do nieskończoności, naturalna (zależna od fizycznych praw rządzących rozptyłami mocy w sieci) zdolność przesyłowa sieci maleje do zera [10, 11, 18]. Równocześnie wskaźniki stabilności i sztywności sieci maleją do zera.

Na rys. 3 pokazano również wykresy wskaźników Φ_λ , Φ_μ . Wyrażają je zależności odpowiednio: $\Phi_\lambda = 1/(1+|\lambda|)$; $\Phi_\mu = 1/(1+|\mu|)$. Umownie można je uważać za wykresy naturalnej obciążalności (lub naturalnej zdolności przesyłowej) sieci w badanym węźle przy narastającym obciążeniu. W pewnym sensie jest to wskaźnik (albo miara) zapasu stabilności w badanym węźle. Obydwie krzywe w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ zbiegają do zera. Na rysunku pokazano je po przemnożeniu przez stałą.



Rys. 4. Zależność parametrów U , δ , ΔP , λ , μ od mocy obciążenia P przy działającej regulacji napięcia poprzez załączanie baterii kondensatorów

Wpływ regulacji napięcia na warunki pracy sieci

Powyżej omówiono przebiegi krzywej $U = f(P)$ oraz pochodnych u , ξ , λ i μ w funkcji przyrostów obciążenia sieci w przypadku dociążania sieci mocą czynną P . Innych przypadków, jak dociążanie sieci mocą bierną, pozorną itp., nie zawarto w artykule.

Zbadano, jak w danym przypadku na przebiegi funkcji $U = f(P)$ oraz ww. pochodnych wpływa regulacja napięcia. Założono, że w badanym węźle istnieje bateria kondensatorów, dzielona na trzy człony (sekcje). Człony baterii łączy się automatycznie, gdy napięcie w badanym węźle spadnie poniżej 90% U_n . Przebiegi krzywych U , δ , ΔP oraz pochodnych λ i μ pokazano na rys. 4. Punkty załamania wykresów na rys. 4 oznaczają moment załączenia kolejnego członu baterii. Z rysunku można odczytać, że możliwa do przesłania moc czynna P_{ex} znacząco wzrosła w porównaniu z danymi podanymi na rys. 1–3 (o ok. 75 MW), wzrósł również kąt wektora napięcia (o ok. 8 stopni). Zgodnie z oczekiwaniem krzywa napięcia, w znacznym przedziale zmienności P , utrzymuje się powyżej 90% U_n . Jednak straty w sumie rosną, rosną też – choć nie w sposób ciągły – pochodne strat λ i μ . Wzrost strat (równoznaczny ze wzrostem zapotrzebowania) powoduje dociążenie sieci nawet przy niezmiennych mocach węzłowych.

Lokalny przyrost strat do wartości 700 kW na 1 MW przesyłanej mocy (na rysunku zaznaczono $\lambda = 70$, $U > 90\%$ jeszcze przed załączeniem trzeciego członu baterii) może być powodem przeciążenia i awaryjnych wyłączeń urządzeń przesyłowych sieci, a może być również powodem obniżenia sztywności sieci i powstania kołysań mocy. A wszystko to przy napięciu niewykraczającym poza dopuszczalny przedział zmienności napięcia $U_n \pm 10\%$.

Problem kołysań mocy

Powyżej zostały pokazane i objaśnione przebiegi funkcji $U = f(P)$ i pochodnych u , ξ , λ i μ , oraz wskaźników Φ_u , Φ_ξ , Φ_λ i Φ_μ . Jak już podkreślano, przy odpowiednio dużym obciążeniu sieć traci sztywność i nawet małe zmiany mocy węzłowych mogą powodować znaczne zmiany wektorów napięcia. Jeśli w przypadku, gdy sztywność sieci jest odpowiednio mała, zdarzy się, że regulatory napięcia nie wyregulują odpowiednio szybko i dokładnie napięcia w sieci (bo np. ustawiono je do pracy w sieci o większej sztywności albo wyczerpały się lokalne rezerwy mocy biernej), to zgodnie z prawami rządzącymi rozplywem mocy obniży się poziom napięcia w jakimś fragmencie sieci. Dodatkowo na obniżenie poziomu napięcia w tymże fragmencie sieci wpłynie wzrost strat mocy czynnej i biernej zgodnie z pochodnymi λ i μ . Jeśli w danej sieci pracują generatory, to z powodu obniżonego napięcia sieci zmienią się ich charakterystyki mocy. Generatory zostaną odciążone i przyspieszą – przy obniżonym napięciu zmniejszy się moc oddawana do sieci. Im mniejsza będzie sztywność sieci, tym bardziej zmniejszy się napięcie sieci, tym bardziej odciążą się generatory i w następstwie tego bardziej przyspieszą. Sieć o obniżonej sztywności stwarza dla generatora warunki

pracy podobne jak odpowiednio długa linia blokowa (w dodatku o zmiennych parametrach).

Jeśli sytuacja jak wyżej będzie dotyczyć grupy generatorów, to ich przyspieszenie i wynikająca z inercji elektromechanicznej dodatkowa moc, wprowadzona do sieci, może doprowadzić do przeregulowania w sieci. W wyniku przeregulowania generatory dociążą się ponad miarę i zaczną hamować. Proces ten może się powtarzać, wciągając inne generatory, a to oznacza kołysania mocy.

Kołysania mocy w normalnych warunkach ruchu sieci nie występują – sieć jest na tyle sztywna, że drobne kołysania lokalne, powodowane działaniem regulatorów napięcia (mocy biernej) i częstotliwości (mocy czynnej), są stłumione. Przy odpowiednio niskiej sztywności sieci mogą samorzutnie (np. na skutek działania ww. regulatorów) powstawać nietłumione, narastające kołysania mocy, groźne w skutkach dla systemu [5, 16]. Generatory mogą utracić synchronizm i zostaną wyłączone albo – zależnie od konkretnej sytuacji – dojdzie do awaryjnego podziału systemu na skutek utraty stabilności.

Awarii systemowych, w których wystąpiło kołysanie mocy, było wiele [3, 4, 12]. Poniżej przywołana zostanie tylko jedna awaria, która miała miejsce 4 listopada 2006 roku w połączonym systemie UCTE. Autorzy nie dysponują żadnymi analizami stabilności napięciowej czy kątowej w systemie UCTE z tego czasu, nie posiadają żadnych danych dotyczących sztywności sieci ani zapasu stabilności tego systemu. Dysponowali ogólnie dostępnym raportem [12], z którego można uzyskać bardzo skromne informacje o samej awarii. Z raportu wynika, że:

- Tuż przed awarią 4 listopada 2006 roku (sobota) ok. godz. 22 w systemie UCTE tranzyt mocy z systemów krajów północno-wschodnich do systemów krajów zachodnich wynosił ok. 10 tys. MW. Tranzyt mocy zapewniło 35 torów linii 380 kV.
- 4 listopada 2006 roku o godz. 21.41 w systemie niemieckim operatywnie wyłączono dwa tory linii 380 kV dla przepuszczenia statku pod linią. Wyłączenie było wcześniej planowane na dzień 5 listopada 2006 roku (niedziela) na godz. 1.00–5.00, przypuszczalnie w dolinie zapotrzebowania. Jest prawdopodobne, że tranzyt mocy w niedzielnej dolinie nocnej był mniejszy niż w sobotnim szczycie wieczornym i dlatego w tym czasie planowano wyłączenie linii.
- Bezpośrednio po wyłączeniu linii kąt napięcia w stacjach, pomiędzy którymi biegły linie, wzrósł o 30 stopni! To bardzo dużo, jak na tak wielki system. Z tego wynika, że do ruchu dopuszczono system mocno obciążony, o stosunkowo małym zapasie statycznej stabilności i o obniżonej sztywności. Po wyłączeniu linii system pracował jeszcze synchronicznie przez 29 minut, do godz. 22.10, a potem – w następstwie załączenia sprzęgła w jednej ze stacji w systemie niemieckim – pojawiły się kołysania mocy, które w końcu (po czasie ok. 17 s) doprowadziły do rozpadu systemu UCTE na trzy części i 17 tys. MW ograniczeń w dostawie energii do odbiorców, wyłączonych głównie przez automatykę SCO.

Podsumowanie

1. Planowany układ pracy sieci, w cyklu okresowym czy dobowym, może nie być realizowany w bieżącym ruchu systemu, ze względu na operatywne lub awaryjne wyłączenia elementów wytwórczych czy przesyłowych systemu. Autorzy uznają za celowe stworzenie narzędzi (oprogramowania) do wykonywania niezbędnych analiz sieciowych, również w trybie online.
2. Dla zapewnienia bezpiecznej pracy współczesnych SEE, obok aktualnie dokonywanych ocen stanu systemu na podstawie wyników obliczeń rozptyłów mocy, prowadzonych z uwzględnieniem kryterium N-1 lub N-2, uznano za celowe wykonywanie analiz stanu (zapasu) stabilności statycznej, w tym stanu sztywności sieci SEE.
3. W analizach przesyłów mocy w sieciach dużych SEE należy uwzględniać fizyczną i naturalną obciążalność sieci:
 - a) Przesyły mocy muszą się realizować bez przeciążeń prądowych urządzeń przesyłowych sieci (i to z określoną rezerwą). Granice obciążalności fizycznej wynikają z dopuszczalnej obciążalności prądowej urządzeń sieciowych.
 - b) W miarę wzrostu obciążenia sieci SEE maleje sztywność sieci, teoretycznie nawet do zera. Wynika to z naturalnych praw rządzących rozptyłami mocy. Przy odpowiednio niskiej sztywności sieci dochodzi do kołysań mocy i utraty stabilności w SEE. Granicę dopuszczalnej obciążalności naturalnej stanowi taki poziom sztywności sieci, przy którym wystąpienie kołysań mocy jest jeszcze mało prawdopodobne.

BIBLIOGRAFIA

1. Szostek T., Algorytm optymalizacji poziomów napięcia w sieciach elektroenergetycznych oparty na metodzie dwóch rozptyłów mocy, *Energetyka* 1975, nr 2.
2. On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black – box Modeling, Tampere University of Technology 2001.
3. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. Causes and Recommendations. U.S. – Canada Power System Outage Task Force, April 2004.
4. Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE, April 2004.
5. Kasprzyk S., Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego, Ogólnopolskie seminarium nt. Blackout a krajowy system elektroenergetyczny, Poznań 2004, *Energetyka* 2004, zeszyt tematyczny nr II.
6. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
7. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power System Dynamics Stability and Control, John Wiley and Sons, Ltd 2008.
8. Oziemblewski K., Optymalizacja napięć w węzłach dla celów prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, praca doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice 1975.
9. Gładyś H., Orzechowski A., Oziemblewski K., O konferencji CIGRE '2006 i zagrożeniach w pracy systemu elektroenergetycznego, Seminarium SEP, *Biuletyn Miesięczny PSE SA* 2006, nr 11.
10. Oziemblewski K., Regulacja napięcia a stabilność pracy sieci systemu elektroenergetycznego, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 2.
11. Oziemblewski K., Naturalna zdolność przesyłowa sieci jako kryterium oceny stabilności systemu elektroenergetycznego, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2007, nr 9.
12. Awaria systemowa 4 listopada 2006, Raport końcowy, UCTE, 2007.
13. Voltage Stability Improvement using Static Var Compensator in Power System, *Leonardo Journal of Science* 2009, I–VI.
14. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej, APE '09, Jurata, 3–5 czerwca 2009.
15. Madajewski K., Sobczak B., Trębski R., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, APE '09, Jurata, 3–5 czerwca 2009.
16. Klucznik M. i in., Wpływ obecnie stosowanych układów regulacji generatorów na możliwości pogłębienia awarii napięciowej, APE '09, Jurata, 3–5 czerwca 2009.
17. Krebs R., Styczyński Z.A., SiGuard system do zapobiegania blackoutom ze szczególnym uwzględnieniem analizy działań zabezpieczających w warunkach utraty stabilności napięciowej, *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój* 2010, nr 2–3.
18. Oziemblewski K., Opala K., Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk, *Acta Energetica* 2011, nr 2.
19. Zajczyk R., Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego, *Acta Energetica* 2011, nr 11.
20. Paszek S., Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątownej systemu elektroenergetycznego, monografia, Gliwice 2012.
21. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2013.
22. Machowski J. i in., Analizy systemu elektroenergetycznego w średniokresowym planowaniu rozwoju, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 6.

Kazimierz Oziemblewski

dr inż.

OZW SEP Katowice

e-mail: koziemblewski@wp.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (1961). Tytuł doktora uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gliwickiej (1975). W latach 1961–2003 pracował w Okręgowej Dyspozycji Mocy w Katowicach. W latach 1977–1982 został oddelegowany do pracy w Centralnym Zarządzie Dyspozycji Krajów Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej w Pradze (Czechy). Członek Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Ma na swoim koncie opracowania i publikacje, głównie z zakresu optymalizacji układów pracy sieci, kompensacji mocy biernej i stabilności systemu elektroenergetycznego.

Ksawery Opala

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2001). Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Obszar jego zainteresowań naukowych to: automatyka regulacyjna ARNE i ARST, obszarowa regulacja napięcia i mocy biernej, analiza stanu pracy sieci EE i obliczenia rozptylowe.

A Method of Power System Static Stability Analysis

Keywords

static stability of power system, grid stiffness, power swings

Abstract

The paper reports on a study of changes in a power system's operating parameters under a rise in its load. The results of these and similar studies may lead to an expansion of current views on a grid's stiffness, its stability and conditions for power swings development in the system. Power swings are often the beginnings of wide-spread system failures.

Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przy uwzględnieniu odnawialnych źródeł energii

Autorzy

Piotr Marchel
Józef Paska

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

niezawodność wytwarzania energii elektrycznej, odnawialne źródła energii, elektrownie słoneczne

Streszczenie

Artykuł jest poświęcony metodom uwzględniania odnawialnych źródeł energii w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych. Skupiono się na elektrowniach słonecznych. Określono sposób modelowania dostępności energii pierwotnej dla tych źródeł. Przedstawiono metody uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności systemu elektroenergetycznego. Zbadano wpływ nowych źródeł fotowoltaicznych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej systemu testowego IEEE RTS-79. Wyznaczono *Capacity Credit* dla tych elektrowni, dzięki czemu zbadano ich zdolność do pokrywania obciążenia.

1. Wstęp

W ostatnich latach udział energetyki odnawialnej w bilansie zdolności wytwórczej systemów elektroenergetycznych, w tym także krajowego (KSE), jest coraz większy [6]. Specyficzny charakter pracy źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne zasoby energii wymaga również zastosowania wobec nich nowego podejścia przy analizie niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych. W szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, w których wytwarzana moc i energia zależą w dużej mierze od dostępności energii pierwotnej: wiatru i promieniowania słonecznego. Dostępność ta ma charakter przypadkowy. Sposób uwzględnienia farm wiatrowych w obliczeniach oraz ich wpływ na niezawodność podsystemu wytwórczego został przedstawiony w [4]. W artykule [3] omówiono dokładniej sposób tworzenia modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego dla elektrowni fotowoltaicznych. Niniejsze opracowanie stanowi jego rozwinięcie. Podjęto próbę oszacowania, w jakim stopniu nowo powstające elektrownie słoneczne wpływają na niezawodność systemów elektroenergetycznych. Jako podstawę do obliczeń przyjęto system testowy IEEE RTS-79 [2], który został rozbudowany o nowe jednostki wytwórcze – farmy fotowoltaiczne.

2. Modelowanie dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych

Ze względu na specyfikę elektrowni fotowoltaicznych istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej, czyli energii

promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni panelu. Ma ona dwoisty charakter. Z jednej strony ilość energii docierającej do górnych warstw atmosfery w danej chwili i w określonej lokalizacji może zostać wyliczona na podstawie znanych zależności. Z drugiej strony, atmosfera (pogoda) ma wpływ na to, jaka część dostępnej energii promieniowania słonecznego zostanie przez nią przepuszczona i w rezultacie będzie dostępna dla elektrowni. Szerzej zostało to opisane w [3]. Gęstość strumienia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi można wyznaczyć z następującej zależności:

$$G_Z = k_b \cdot G_p \quad (1)$$

gdzie:

G_p – gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2), k_b – wskaźnik bezchmurności.

Wskaźnik bezchmurności jest silnie powiązany z zachmurzeniem i przyjmuje wartości z przedziału od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera przepuszcza całość docierającego promieniowania. W praktyce wskaźnik ten przyjmuje wartości z węższego zakresu. Średnia wartość wskaźnika bezchmurności w Polsce wynosi ok. 0,4.

Najprostszy model dostępności energii pierwotnej można stworzyć, zakładając, że istnieją dwa dominujące typy pogody – pogodna i pochmurna. Analiza została przedstawiona

na podstawie danych zawartych w typowych latach meteorologicznych [7] dla Tarnowa. Wyróżniamy dwa stany pogody: stan 1, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,2, oraz stan 2, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,65. Jako granicę rozdzialającą stany przyjęto wartość k_b równą 0,35. Dla każdej godziny t w roku wyznaczono wartość $k_b(t)$ z zależności:

$$k_b(t) = G_Z(t) / G_p(t) \quad (2)$$

gdzie:

$G_p(t)$ – obliczona gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2) w godzinie t , $G_Z(t)$ – natężenie promieniowania słonecznego w godzinie t zawarte w danych meteorologicznych.

Wartość wskaźnika $k_b(t)$ jest nieokreślona dla godzin nocnych (gdy $G_p(t) \leq 0$). Na podstawie analizy przebiegu $k_b(t)$ wyznaczono: średnie wartości wskaźnika bezchmurności w danym stanie k_{bi} , intensywności przejść pomiędzy stanami λ_{ij} , średnie czasy przebywania w określonym stanie T_i oraz prawdopodobieństwa przebywania w określonym stanie p_i (tab. 1). Na rys. 1 zostało przedstawione natężenie promieniowania słonecznego odpowiadające stanom w modelu dwustanowym dostępności energii pierwotnej w Tarnowie w dniu 15 czerwca. Zaznaczone zostały również wielkość natężenia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery $G_p(t)$ oraz oczekiwana wartość natężenia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi $G_Z(t)$.

Numer stanu i	k_{bi}	λ_{ij} , 1/h		T_i , h	p_i
		do stanu $j=1$	do stanu $j=2$		
1	0,20	0,833	0,167	5,97	0,453
2	0,65	0,139	0,861	7,22	0,547

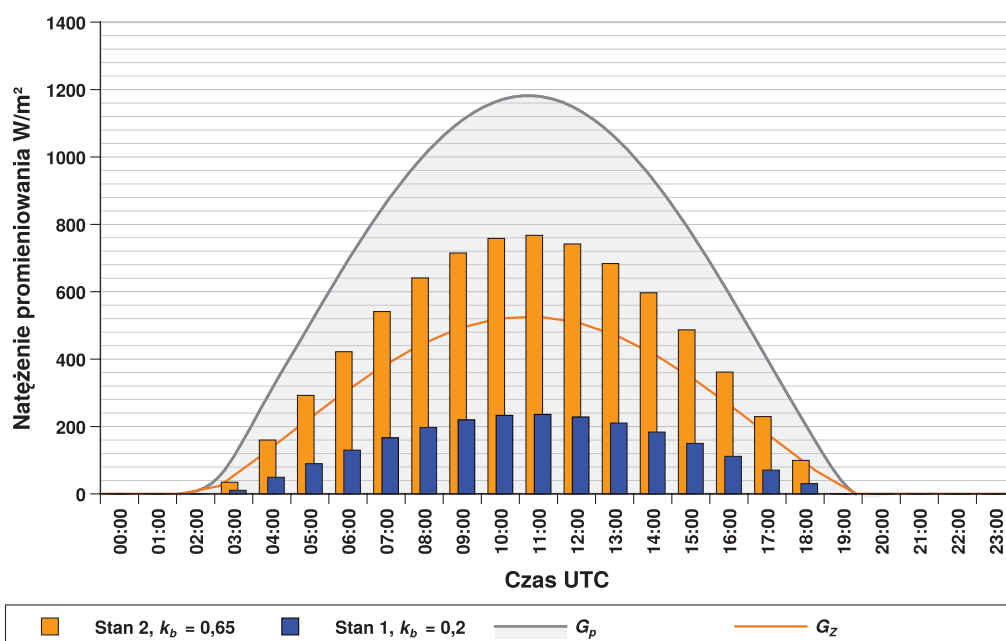
Tab. 1. Wyznaczone parametry modelu dwustanowego dostępności energii pierwotnej

3. Obliczenia niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych

Najczęściej niezawodność wytwarzania energii elektrycznej jest rozpatrywana jako zagadnienie przewyższenia przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$ procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$ [5]. Model niezawodności wytwarzania stanowi wtedy proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$, określony jako:

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t), & \text{gdy } Z(t) > P(t) \\ 0, & \text{gdy } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (3)$$

Elektrownie fotowoltaiczne są to na ogół bardzo małe jednostki powiązane z systemem dystrybucyjnym na poziomie niskiego napięcia lub też pracujące wyspowo, zasilające grupę lokalnych odbiorników energii. Dlatego można stosować dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności wytwarzania energii elektrycznej.



Rys. 1. Model dwustanowy dostępności energii pierwotnej (natężenia promieniowania słonecznego) w Tarnowie w dniu 15 czerwca: G_p – natężenie promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery, G_Z – wartość oczekiwana natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi, k_b – wskaźnik bezchmurności

Pierwsze podejście zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne będą reprezentowane przez dodatkowe jednostki występujące w systemie, przedstawione w postaci modelu dwu- lub wielostanowego. Zakłada się, że prawdopodobieństwa stanów i intensywności przejść pomiędzy stanami są stałe dla całego okresu analizy, natomiast zdolności wytwórcze odpowiadające kolejnym stanom zależą od chwili w roku t zgodnie z następującą zależnością:

$$P_i(t) = P_{PV} \cdot k_{bi} \cdot G_p(t) / 1000 \quad (4)$$

gdzie:

P_{PV} – moc znamionowa elektrowni słonecznej (określona dla natężenia promieniowania słonecznego równego 1000 W/m^2 oraz temperatury 25°C).

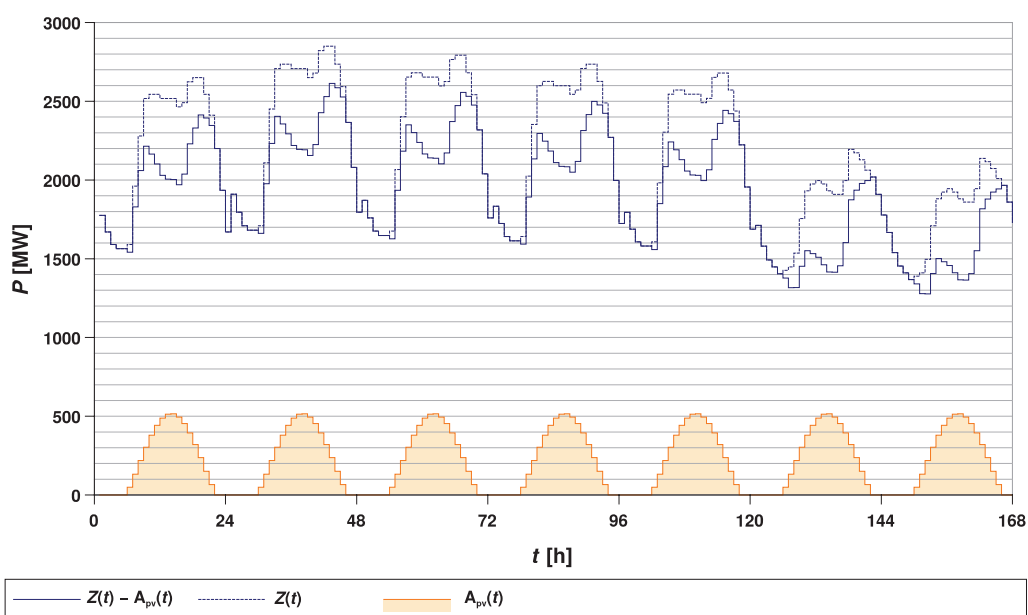
W modelu nie uwzględniono wpływu zanieczyszczenia paneli fotowoltaicznych, utraty sprawności w czasie pracy, czy też sprawności przetworników energoelektronicznych sterujących pracą elektrowni i łączących ją z systemem elektroenergetycznym. Zakłada się, że moc generowana w elektrowni jest proporcjonalna do natężenia dostępnego promieniowania słonecznego. Dla uproszczenia modelu można również przyjąć, że w danym tygodniu lub miesiącu, w tych samych godzinach, w kolejnych dniach zdolności wytwórcze w poszczególnych stanach się nie zmieniają.

Drugie podejście do modelowania pracy elektrowni fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym polega na zmniejszeniu oczekiwanego zapotrzebowania na moc $Z(t)$ o oczekiwaną wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych $A_{PV}(t)$ (rys. 2).

Analiza wpływu elektrowni słonecznych na niezawodność systemów elektroenergetycznych została wykonana na przykładzie systemu testowego IEEE RTS-79 [2], rozbudowywanego o kolejne jednostki wytwórcze. Obliczenia wykonano dla tygodnia o najwyższym zapotrzebowaniu na moc. Analizę wykonano dla trzech charakterystycznych tygodni w roku: 11–18 czerwca, 11–18 marca oraz 11–18 grudnia. Dodatkowo zostało wykonane porównanie obu przedstawionych wcześniej podejść: A – dodawanie kolejnych fotowoltaicznych jednostek wytwórczych o mocy znamionowej 1 MW w postaci modelu dwustanowego, B – odjęcie od wielkości zapotrzebowania na moc wartości oczekiwanej energii wytworzonej w źródłach fotowoltaicznych. Rezultaty obliczeń zostały przedstawione w tab. 2 oraz na rys. 3.

4. Ocena zdolności elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni do pokrywania obciążenia. Najczęściej wykorzystuje się metody probabilistyczne, w których wyznacza się wartość odpowiedniego wskaźnika niezawodności systemu elektroenergetycznego (np. oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania LOLE, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania szczytowego LOLPs, wskaźnik niedyspozycyjności energetycznej EIU, wskaźnik zapewnienia energii EIR itp. [1, 3]) dla dwóch systemów: pierwszego – bez dodatkowych jednostek wytwórczych, drugiego – z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi. W obu systemach musi być uzyskany ten sam poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego – taka sama wartość wskaźnika niezawodności (LOLE, LOLPs, EIU, EIR itp.). Zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia CC (ang. *Capacity Credit*) może być wyznaczona z następującego równania:

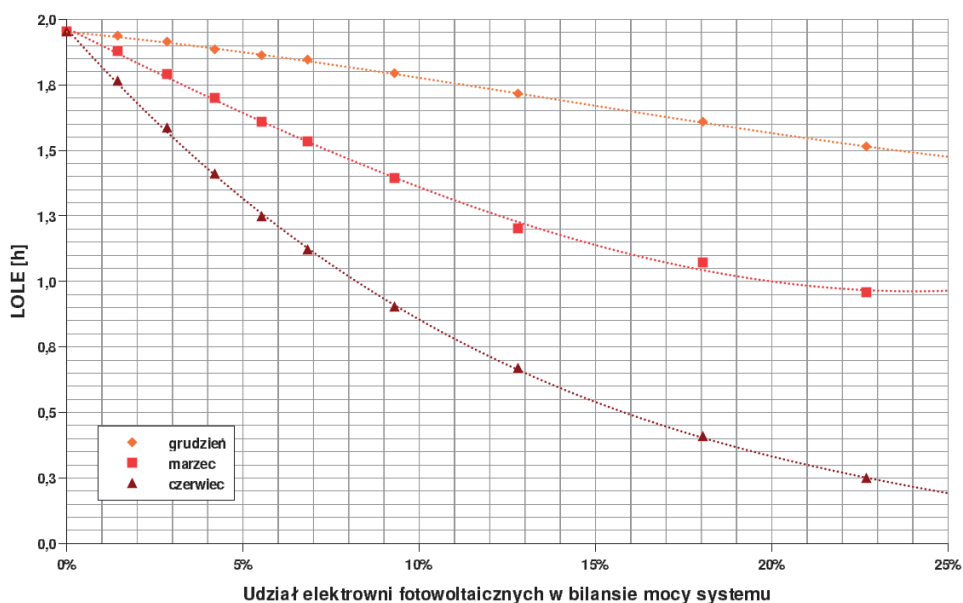


Rys. 2. Przykład uwzględnienia generacji rozproszonej w elektrowniach fotowoltaicznych dla teoretycznego przebiegu zapotrzebowania w wybranym tygodniu: $A_{PV}(t)$ – oczekiwana wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych, $Z(t)$ – zapotrzebowanie na moc

P _r , MW	P _{PV} , MW	Udział PV w mocy, %	LOLE, h		LOEE, MWh		EIU	
			A	B	A	B	A	B
Przypadek bazowy – tydzień szczytowy RTS-79 bez dodatkowych źródeł wytwórczych								
3405	0	0,00	1,9512		280,27		0,00078	
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 grudnia								
3505	100	2,85	1,8829	1,9107	266,52	271,00	0,00074	0,00076
3655	250	6,84	1,8463	1,8448	258,44	258,63	0,00072	0,00072
3905	500	12,80	1,7139	1,7050	240,91	240,85	0,00067	0,00068
4405	1000	22,70	1,5142	1,5203	216,20	215,82	0,00060	0,00061
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 marca								
3505	100	2,85	1,7896	1,7927	250,23	250,64	0,00070	0,00070
3655	250	6,84	1,5316	1,5288	215,32	215,56	0,00060	0,00061
3905	500	12,80	1,2018	1,2340	168,96	176,49	0,00047	0,00050
4405	1000	22,70	0,9577	0,9544	136,51	136,31	0,00038	0,00040
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 czerwca								
3505	100	2,85	1,5840	1,5856	217,49	217,64	0,00061	0,00061
3655	250	6,84	1,1199	1,1166	150,94	150,44	0,00042	0,00043
3905	500	12,80	0,6682	0,6617	84,11	83,14	0,00023	0,00024
4405	1000	22,70	0,2489	0,2411	29,42	28,71	0,00008	0,00009

LOLE – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy, LOEE – oczekiwana energia niedostarczona, EIU – wskaźnik energii niedostarczonej

Tab. 2. Wybrane wskaźniki niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych, wyznaczone dwoma metodami: A – poprzez dodawanie nowych jednostek wytwórczych, reprezentowanych za pomocą modelu dwustanowego; B – poprzez odejmowanie oczekiwanej mocy wytworzonej w elektrowniach fotowoltaicznych od zapotrzebowania



Rys. 3. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od udziału w mocy systemu dodatkowo zainstalowanych elektrowni fotowoltaicznych

Udział PV w mocy, %	P_{PV} , MW	Tydzień w roku	P_S , MW	P_{SPV} , MW	Capacity credit (CC), %
2,85	100	11–18 grudnia	2850	2853,7	3,70
		11–18 marca		2865,2	15,17
		11–18 czerwca		2884,4	34,42
6,84	250	11–18 grudnia		2860,7	4,26
		11–18 marca		2895,5	18,19
		11–18 czerwca		2939,9	35,97

Tab. 3. Wyznaczone zdolności elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia

$$CC = \frac{P_{SPV} - P_S}{P_{PV}} \quad (5)$$

gdzie:

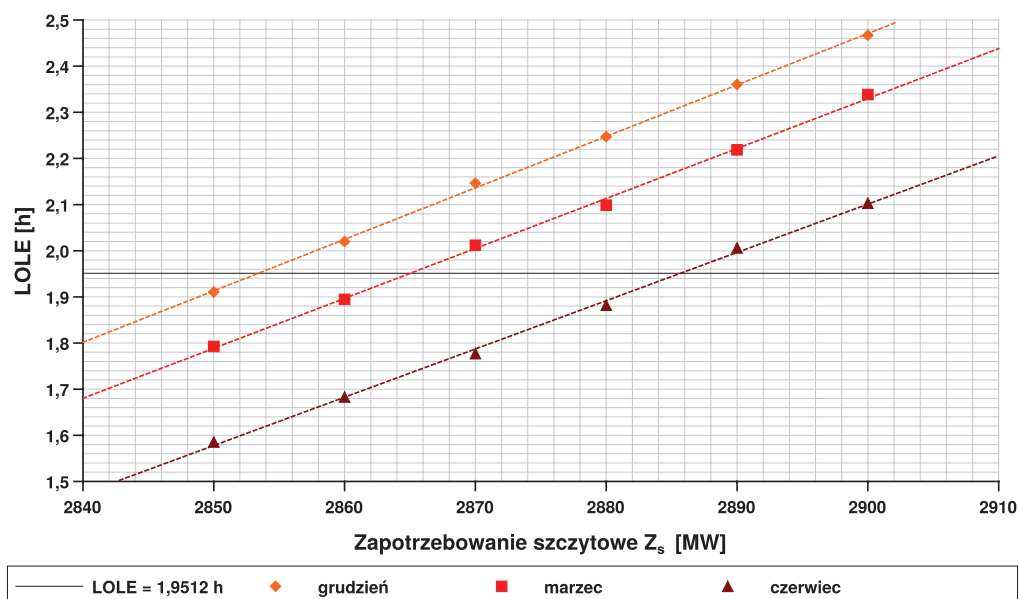
CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia; P_{SPV} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej, w MW; P_S – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych, w MW; P_{PV} – moc zainstalowana elektrowni fotowoltaicznych, w MW.

Zdolności do pokrywania obciążenia systemu elektroenergetycznego w obu przypadkach: z uwzględnieniem oraz z pominięciem dodatkowej mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych, określono dla tego samego poziomu niezawodności systemu – przyjęto jednakowy poziom oczekiwanego czasu trwania deficytu mocy LOLE równy 1,9512 h. Obliczenia zostały wykonane dla dwóch wielkości dodatkowej mocy, zainstalowanej w elektrowniach słonecznych: 100 i 250 MW oraz dla

trzech charakterystycznych tygodni w roku: w grudniu, marcu i czerwcu. Zdolność systemu do pokrywania obciążenia z zainstalowanymi elektrowniami fotowoltaicznymi P_{SPV} wyznaczono na podstawie zależności wskaźnika LOLE od obciążenia szczytowego (rys. 4). Wyznaczone wartości Capacity Credit zestawiono w tab. 3.

5. Podsumowanie

Rosnący udział energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii w Europie wymaga uwzględnienia jej również w analizach niezawodnościowych. W artykule przedstawiono sposoby uwzględniania w tych analizach elektrowni słonecznych. Dla modelowania ich pracy i niezawodności istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego. Zaprezentowano dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w analizach niezawodności. Pierwsze z nich zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne są traktowane jako jednostki wytwórcze dwustanowe, gdzie zdolność wytwórcza odpowiadająca obu stanom zależy od godziny oraz dnia. Drugie podejście polega na założeniu, że elektrownie słoneczne są zlokalizowane blisko odbiorców, a zatem można je traktować jako odbiór o ujemnym zapotrzebowaniu na moc. W tym podejściu od zapotrzebowania na moc należy odjąć wartość oczekiwaną produkcji energii w elektrowniach słonecznych. Wyniki obliczeń uzyskiwane w obu podejściach są zbliżone (tab. 2). Prostsze, a co za tym idzie mniej czasochłonne obliczenia są wymagane w drugim z analizowanych sposobów. Dlatego, przy porównywalnych wynikach wydaje się on lepszy. Zbadano również zdolność elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia. W grudniu, w dniach o najniższym nasłonecznieniu, są one zdolne zapewnić zasilanie o wielkości ok. 3–4% ich mocy znamionowej. Na wiosnę i na jesieni wskaźnik ten wynosi ok. 15–18%, natomiast latem sięga ok. 35% (tab. 3).



Rys. 4. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od wielkości zapotrzebowania szczytowego Z_s , w przypadku zainstalowania dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych o mocy 100 MW dla trzech charakterystycznych tygodni w roku

BIBLIOGRAFIA

1. Amelin M., Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 2, s. 685–691.
2. IEEE Committee Report: IEEE Reliability Test System, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1979, Vol. PAS-98, No. 6.
3. Marchel P., Paska J., Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych, *Rynek Energii* 2014, nr 2, s. 81–86.
4. Marchel P., Paska J., Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 10, s. 37–42.
5. Paska J., *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
6. Paska J., *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
7. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju [online], http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_technika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx.

Piotr Marchel

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: pm.m@interia.pl

Ukończył Wydział Transportu, a następnie Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej. Doktorant i asystent w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW. Jego zainteresowania naukowe dotyczą wykorzystania narzędzi informatycznych w badaniu niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i z wykorzystaniem odnawialnych zasobów energii.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Prezydium Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Electricity Generation Reliability in a Power System Including Renewable Energy Sources

Keywords

electricity generation reliability, renewable energy sources, solar power plants

Abstract

The paper presents methods of including renewable energy sources in power system reliability analyses. The focus is on solar power plants. A method of primary energy availability modelling for such sources was proposed. Methods of including solar power plants in power system reliability calculations are presented. The impact of new photovoltaic sources on the electricity generation reliability in an IEEE RTS-79 test system was examined. The Capacity Credit was determined for these plants, owing to which their capacity to cover load was examined.

Ocena wpływu poziomu napięcia w sieci przesyłowej na funkcjonowanie układów potrzeb własnych bloków energetycznych

Autorzy

Józef Paska
 Mariusz Kłos
 Łukasz Rosłaniec
 Rafał Bielas
 Magdalena Błędzińska
 Marek Głaz

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

stany awaryjne systemu elektroenergetycznego, stabilność napięciowa, bloki energetyczne, zasilanie potrzeb własnych

Streszczenie

W artykule przedstawiono wpływ niskich poziomów napięć na funkcjonowanie newralgicznych odbiorników układów potrzeb własnych, wybranych bloków wytwórczych pracujących w KSE. Określono graniczne czasy pracy dla tych odbiorników przy niskich poziomach napięć w KSE oraz dopuszczalne, zaniżone poziomy napięć w obwodach wtórnych układów potrzeb własnych rozpatrywanych bloków wytwórczych, przy których blok wytwórczy jest w stanie współpracować z systemem elektroenergetycznym.

Zaproponowano sposoby modernizacji układów potrzeb własnych umożliwiające współpracę bloku wytwórczego z KSE, przy znacznie zaniżonych napięciach w systemie elektroenergetycznym.

1. Wstęp

Zmienność stanów pracy systemu elektroenergetycznego, objawiająca się zmianami napięć węzłowych, wymusza pracę generatorów blokowych z napięciami innymi niż znamionowe. Synchroniczna współpraca elektrowni z systemem elektroenergetycznym w okresach chwilowych przeciążeń systemu mocą czynną lub bierną indukcyjną, objawiających się występowaniem zaniżonych poziomów napięć w węzłach systemowych, jest ściśle zależna od:

- topologii układu wyprowadzenia mocy
- topologii układu zasilania potrzeb własnych blokowych i ogólnych elektrowni
- zdolności wytwarzania mocy biernej rozpatrywanego generatora
- zastosowanych układów regulacji napięcia generatorów blokowych
- topologii stacji systemowych.

Niezależnie od warunków napięciowych panujących w KSE, mających bezpośredni wpływ na pracę turbogeneratora blokowego dołączonego do systemu, układy pomocnicze elektrowni odpowiedzialne za stabilną pracę bloku/ów powinny zachować swoją funkcjonalność. Każda elektrownia jest wyposażona

w wiele urządzeń pomocniczych, takich jak: pompy, wentylatory, urządzenia do transportu i przygotowania paliwa, urządzenia do usuwania popiołu i żużła, układy napięcia gwarantowanego, instalacje oświetleniowe. Większość tych urządzeń jest napędzana za pomocą silników elektrycznych. Są one zasilane z własnej sieci rozdzielczej za pośrednictwem oddzielnych transformatorów i rozdzielni. Wszystkie te urządzenia tworzą układy potrzeb własnych (UPW) i są bezpośrednio odpowiedzialne za zapewnienie wysokiej niezawodności pracy całej elektrowni. W nowoczesnych elektrowniach moc wszystkich urządzeń potrzeb własnych wynosi ok. 10% mocy zainstalowanej elektrowni. Przerwy w zasilaniu układu potrzeb własnych mogą doprowadzić do wyłączenia z ruchu kotła i turbozespołu, co może dalej pociągnąć za sobą lawinowy spadek napięcia w kolejnych węzłach systemowych i w efekcie doprowadzić do ciężkiej awarii systemowej.

Niniejszy artykuł dotyczy analizy wpływu niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego, ze szczególnym uwzględnieniem negatywnych zjawisk determinujących pracę priorytetowych urządzeń układów potrzeb własnych bloku.

2. Najważniejsze elementy bloku energetycznego z punktu widzenia poprawnej pracy przy zaniżonych napięciach

Najważniejszym urządzeniem bloku energetycznego, na które negatywny wpływ ma zaniżona wartość napięcia na szynach WN, jest oczywiście generator. Niemniej jednak samo zaniżenie napięcia nie stanowi na ogół bezpośredniego problemu. Bezpośrednim zagrożeniem jest zwiększony przepływ prądu związany z utrzymywaniem lub nawet zwiększaniem przepływu mocy przez generator właśnie w stanie pracy z zaniżonym napięciem. Zdecydowana większość generatorów pracujących w KSE została zaprojektowana do pracy w zakresie 95–105% napięcia nominalnego. W przypadku generacji całej dopuszczalnej mocy pozornej obniżenie się wartości napięcia poniżej 95% napięcia nominalnego rozpocznie proces przegrzewania generatora związany z przekroczeniem dopuszczalnych wartości prądu. Czas, w trakcie którego nastąpi konieczność odłączenia generatora ze względu na możliwość jego przegrzania i w konsekwencji uszkodzenia, zależy od wielu czynników, z których główne to: temperatura generatora przed przeciążeniem, temperatura otoczenia generatora i jego chłodziwa, a także wielkość przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu.

Bardzo duży wpływ na możliwość utrzymania poprawnego napięcia na zaciskach generatora ma transformator blokowy. W KSE większość transformatorów blokowych ma wyższą wartość napięcia nominalnego uzwojenia WN, niż nominalna wartość napięcia w sieci WN, do której jest przyłączony. Związane jest to z faktem, że węzły elektrowniane są punktami systemu, które z natury pracują z podwyższonym napięciem. Z tego powodu blok, który nie posiada podobciążeniowego regulatora zaczepów transformatora, w sytuacji, gdy wartość napięcia w KSE spada, ma utrudnione warunki pracy w stosunku do bloku, który taki regulator posiada. Wyposażenie bloku energetycznego w transformator z podobciążeniowym regulatorem zaczepów nie jest jednak gwarantem utrzymania bloku w pracy ciągłej. Dzieje się tak, gdyż regulatory te mają ograniczony zakres regulacji, ale także dlatego, że posiadają blokadę, która uniemożliwia przełączanie zaczepów przy obciążeniu transformatora prądem nominalnym.

Bardzo ważne z punktu widzenia utrzymania poprawnej pracy bloku jest także zasilanie układu potrzeb własnych. Urządzenia układu potrzeb własnych elektrowni można kategoryzować pod względem ruchowym [1–8]. Zwykle dzieli się je na trzy kategorie pod względem ważności:

- Kategoria I – należą do niej urządzenia pomocnicze, których nawet kilkusekundowe unieruchomienie powoduje zatrzymanie ruchu urządzenia technologicznie nadrzędnego: turboszespołu lub kotła. Czasy dopuszczalnych przerw w ruchu dla tych urządzeń wynoszą do kilku sekund (np.: młyny i wentylatory kotłowe – 4–8 s, pompa wody chłodzącej – ok. 10 s, pompa olejowa turboszespołu – 3–6 s).
- Kategoria II – to urządzenia, w przypadku których dopuszcza się kilkuminutowe przerwy w ruchu, na czas niezbędny do ręcznego uruchomienia (w przypadku błędu

automatyki SZR) jednostek rezerwowych lub przełączenia na zasilanie rezerwowe.

- Kategoria III – zaliczają się do niej urządzenia związane z ruchem urządzenia nadrzędnego, które można wyłączyć na dłuższy okres w celu dokonania naprawy lub wymiany przy uwzględnieniu wydajności wykorzystywanego w tym czasie zasobnika.

Do kategorii I i II należą urządzenia potrzeb własnych bloków związane bezpośrednio z ruchem kotłów i turboszespołów. Do kategorii III należą głównie urządzenia potrzeb własnych ogólnych.

Znaczna część najbardziej newralgicznych urządzeń potrzeb własnych to po prostu układy napędowe – silniki przyłączane przez łączniki mechaniczne do sieci zasilającej. W związku z tym graniczną bezpieczną wartością napięcia zasilającego układy potrzeb własnych jest 95% napięcia nominalnego. Związane jest to także z możliwością przeciążenia i przegrzania silnika elektrycznego, spowodowanego przepływem prądu o wartości wyższej od dopuszczalnej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku generatorów.

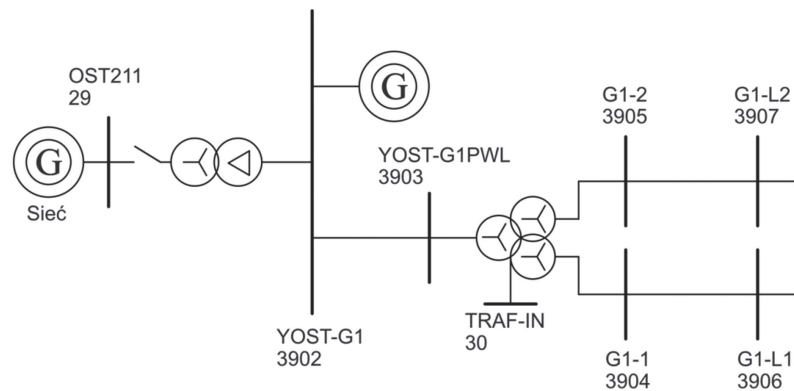
Rozpatrując dopuszczalne poziomy napięć na szynach WN bloków w elektrowniach, pod względem możliwości utrzymania ich w pracy ciągłej przy zaniżonych napięciach, należy rozważyć możliwość utrzymania wartości napięcia nie niższej niż 95% na szynach generatora oraz na szynach zasilających układy potrzeb własnych. Jedynie przy spełnieniu tych warunków istnieje pewność, że poziom napięcia nie wywoła konieczności wyłączenia bloku. Możliwość utrzymania tych poziomów zależy od: struktury bloku, parametrów generatora, dostępnej mocy biernej, możliwości podobciążeniowej regulacji zaczepów transformatora blokowego oraz transformatora odczepowego.

3. Modele wybranych bloków energetycznych do analizy możliwości pracy ciągłej przy obniżonych wartościach napięcia na szynach WN

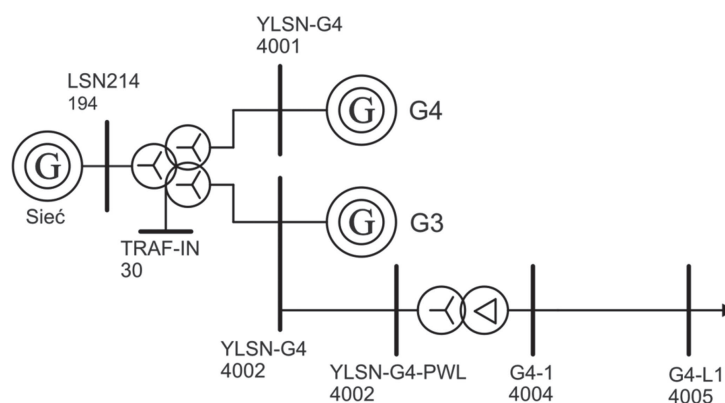
W celu przeanalizowania granicznych wartości napięcia na szynach WN pozwalających na ciągłą pracę zbudowano pięć modeli symulacyjnych w środowisku PSLF [9]. Analizie poddano [10]:

- Elektrownię Ostrołęka – Blok 1
- Elektrownię Pątnów – Blok 9
- Elektrownię Bełchatów – Blok 14
- Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Zielona Góra
- Elektrownię Opole – Blok 3.

Przykładowy model bloku wykonany w środowisku PSLF zaprezentowano na rys. 1. Model ten składa się z: szyny OST211 220 kV, użytej jako węzeł bilansujący utrzymujący wartość napięcia niezależnie od przepływu mocy, transformatora blokowego, szyny YOST-G1, do której przyłączony jest generator, oraz trójuzwojeniowego transformatora zasilającego potrzeby własne. Ponadto model rozszerzono o dodatkowe (praktycznie bezimpedancyjne) linie pozwalające na łatwiejszy podgląd parametrów



Rys. 1. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Ostrołęka



Rys. 2. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrociepłowni Zielona Góra

prądu. Szyna TRAF-IN jest dodatkową szyną wymaganą przez program PSLF w przypadku zastosowania transformatora trójuzwojeniowego. Jest to szyna wewnętrzna transformatora i jej parametry nie podlegały analizie.

Dane bazowe (transformatorów oraz generatora) potrzebne do stworzenia omawianych modeli otrzymano dzięki uprzejmości operatorów analizowanych bloków [11] oraz przy wykorzystaniu ogólnodostępnych danych.

Nieco bardziej złożony schemat modelu symulacyjnego był wymagany w przypadku bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Zielona Góra. Związane jest to z obecnością dwóch turbin oraz dwóch generatorów, a także z zastosowaniem transformatora dwuuzwojeniowego do zasilania potrzeb własnych. Schemat tego modelu zaprezentowano na rys. 2.

W przypadku bloku 14 Elektrowni Bełchatów zachodziła potrzeba modelowania dwóch transformatorów blokowych połączonych równolegle, ponieważ taki właśnie układ (ze względu na znaczną moc bloku) został tam zastosowany. Schemat modelu wspomnianego bloku został przedstawiony na rys. 3.

Schematy modeli bloków Elektrowni Opole oraz Elektrowni Pątnów nie zostały przedstawione w artykule, gdyż są one identyczne jak dla Elektrowni Ostrołęka.

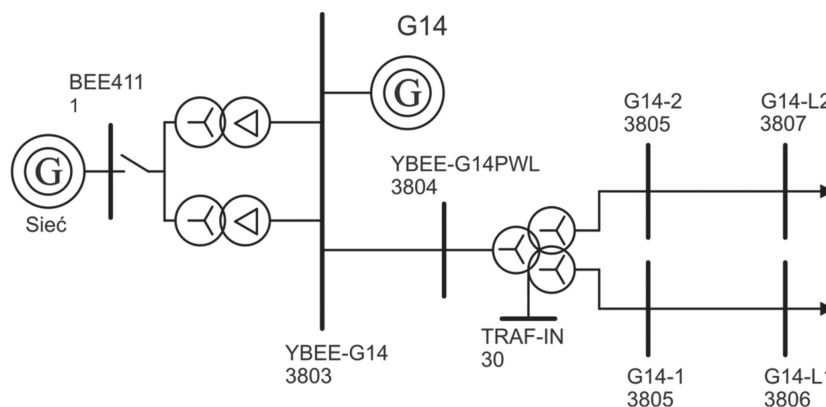
4. Wyniki badań symulacyjnych opracowanych modeli

Opracowane modele przebadano przy spełnieniu następujących warunków:

- bloki generowały maksymalną moc czynną i bierną
- badane zjawiska mają charakter ciągły, a nie przejściowy
- regulatory zaczerpów osiągnęły swoje położenia graniczne.

Przygotowane modele sprawdzono w wielu stanach pracy (wartościach napięcia po stronie WN), niemniej jednak dwa z tych stanów są najistotniejsze z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania badanych bloków. Pierwszy to stan, w którym jest możliwe utrzymanie napięcia zasilającego SN w UPW na poziomie 95% wartości nominalnej, natomiast drugi to stan, w którym jest możliwe utrzymanie 95% wartości nominalnej na szynach generatora.

W tab. 1 przedstawiono zestawienie porównawcze wyników analiz napięciowych modeli rozpatrywanych bloków. Najlepiej przygotowanym blokiem do utrzymania napięcia SN UPW w granicach dopuszczalnych przy obniżeniu napięcia na szynach WN jest blok 14 Elektrowni Bełchatów. Utrzymanie napięcia na szynach SN UPW jest możliwe nawet wtedy, gdy napięcie na szynach WN spadnie do wartości 76% U_N . Z punktu widzenia możliwości utrzymania generatora w pracy (w granicach dopuszczalnej regulacji napięcia) przy zaniżonych napięciach na szynach WN, najlepszy okazał się blok gazowo-parowy Elektrociepłowni



Rys. 3. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Bełchatów

Zielona Góra. Praca generatora jest nadal możliwa przy 83% U_N na szynach WN.

Analizy modeli symulacyjnych wykazały, że najbardziej niekorzystnie przedstawia się sytuacja w przypadku Elektrowni Ostrołęka, która nie posiada możliwości podobciążeniowej regulacji zacze­pów transformatora blokowego. W związku z tym, utrzymanie napięcia wymaganego do poprawnej pracy generatora jest możliwe jedynie, gdy napięcie na szynach WN bloku jest równe lub przekracza 105% wartości nominalnej. Tak wysoka wartość jest związana z zaprojektowaniem transformatora blokowego w taki sposób, aby miał zawyżone napięcie nominalne górnej strony względem napięcia nominalnego sieci, do której strona ta jest przyłączona. Takie wykonanie transformatora blokowego jest zgodne ze sztuką inżynierską, ponieważ elektrowniane węzły systemów elektroenergetycznych pracują z natury z podwyższoną wartością napięcia w porównaniu z węzłami odbiorczymi. Badany blok Elektrowni Ostrołęka do utrzymania wymaganego poziomu napięcia w UPW wymaga napięcia o wartości przynajmniej 90% napięcia nominalnego na szynach WN.

5. Wnioski z przeprowadzonych badań

Wykonane analizy wykazały, że nowo budowane bloki dołączane do KSE są zdecydowanie bardziej odporne na obniżenie się napięcia na szynach WN niż bloki dotychczas użytkowane. Związane jest to z wyposażeniem nowo budowanych bloków w podobciążeniowe regulatory zacze­pów transformatorów blokowych. Wynika z tego także, że modernizacja bloków

dotychczas eksploatowanych powinna uwzględniać instalowanie transformatorów blokowych z regulacją zacze­pów. Ponadto w miarę możliwości regulacja zacze­pów powinna być możliwa nawet w sytuacji, gdy prąd transformatora blokowego nieznacznie przekracza wartość nominalną. Umożliwi to dalszą regulację zacze­pów przy obniżeniach wartości napięcia w KSE, które charakteryzować się będą większą dynamiką.

Badania wskazują także, że niewielki wpływ na poprawę poziomu napięcia generatora lub UPW ma moc bierna wytwarzana przez generator. Ma to związek z niską impedancją transformatorów blokowych, która ze względu na swą wartość nie wywołuje znacznego spadku napięcia.

BIBLIOGRAFIA

1. ABB Energy Efficiency Handbook: Power Generation – Energy Efficient Design of Auxiliary Systems in Fossil-Fuel Power Plants. ABB and Rocky Mountain Institute (USA).
2. Andrzejewski S., Podstawy projektowania siłowni cieplnych, WNT, Warszawa 1972.
3. Gosztowt W., Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle, WNT, Warszawa 1971.
4. Mroczkowski Z., Układy elektryczne potrzeb własnych elektrowni parowych, WNT, Warszawa 1968.
5. Nehrebecki L., Elektrownie ciepłe, WNT, Warszawa 1974.
6. Paska J., Wytwarzanie energii elektrycznej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.

	Elektrownia Ostrołęka	Elektrownia Pątnów	Elektrownia Bełchatów	Elektrociepłownia Zielona Góra	Elektrownia Opole
Graniczna wartość napięcia na szynach sieci przesyłowej pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie zasilające potrzeby własne [p.u.]	0,9	0,83	0,76	0,81	0,8
Graniczna wartość napięcia na szynach sieci przesyłowej pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie generatora [p.u.]	1,05	0,94	0,88	0,83	0,89

Tab. 1. Wyniki analizy wymaganych poziomów napięcia po stronie szyn WN do utrzymania poprawnej pracy analizowanych bloków

7. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie, WNT, Warszawa 2009.
8. Poradnik inżyniera elektryka, WNT, Warszawa 2011.
9. GE PSLF User's Manual.
10. Wpływ niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego na przykładzie wybranych elektrowni KSE ze szczególnym uwzględnieniem układów potrzeb własnych bloku, praca dla PSE Operator SA, Instytut Elektroenergetyki PW. Etap I – listopad 2013, Etap II – grudzień 2014.
11. Dokumentacja dotycząca układów potrzeb własnych przekazana przez elektrownie: Ostrołęka, Bełchatów, Opole, Pątnów i Elektrociepłownię Zielona Góra.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Prezydium Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Mariusz Kłos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2002). Stopień naukowy doktora uzyskał w 2007 roku. Od 2006 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej. W 2011 odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół sposobów efektywnej integracji jednostek wytwórczych różnych technologii (w szczególności odnawialnych i alternatywnych) oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych. Innym obszarem zainteresowań są hybrydowe układy wytwórcze i niezależne mikrosystemy elektroenergetyczne (mikrosieci AC i DC) zarówno w ujęciu technicznym, jak i ekonomicznym.

Łukasz Rosłaniec

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Tytuł zawodowy magistra inżyniera otrzymał w 2008 roku. Tego samego roku został doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2009 roku odbył czteromiesięczny staż na RWTH Aachen w Niemczech. Natomiast w 2011 odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. W 2014 roku obronił rozprawę doktorską, która została wyróżniona oraz nagrodzona w konkursie zorganizowanym przez Energa SA. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

W swoich badaniach koncentruje się głównie na zagadnieniu przekazywania energii z rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W obszarze jego zainteresowań znajdują się szczególnie problemy związane z poprawą jakości energii elektrycznej, wysokosprawną konwersją energii elektrycznej, przekształtnikami współpracującymi z rozproszonymi źródłami energii.

Rafał Bielas

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: bielasr@ee.pw.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej uzyskując w 2014 roku tytuł zawodowy magistra inżyniera elektryka. W tym samym roku rozpoczęła studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Warszawskiej.

Wśród jego głównych zainteresowań zawodowych można wymienić zastosowanie zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych oraz wykorzystanie elektrowni opartych na odnawialnych źródłach energii.

Magdalena Błędzińska

mgr inż.

Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny

e-mail: bledzinm@ee.pw.edu.pl

Ukończyła studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, specjalność: elektroenergetyka (2014). W tym samym roku rozpoczęła studia doktoranckie w Instytucie Elektroenergetyki PW. W trakcie studiów magisterskich odbyła trzymiesięczny staż na Fachhochschule Koln w Niemczech.

Głównym obszarem jej zainteresowań naukowych jest praca rozproszonych źródeł energii w strukturach mikro sieci. W swoich badaniach skupia się na mechanizmach sterowania i zarządzania mikro siecią, w tym w szczególności interesują ją takie zagadnienia jak integracja rozproszonych źródeł, kontrola przepływów mocy, efektywne wykorzystanie zasobników energii.

Marek Głaz

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: marek.glaz@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1992), specjalność sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, jako specjalista w obszarach eksploatacji oraz ruchu KSE. Zainteresowania zawodowe ukierunkowane na zagadnienia związane z układami automatyki systemowej i zabezpieczeń oraz z zakresu badań równowagi dynamicznej systemu.

Evaluation of Transmission Grid Voltage Impact on the Operation of Power Units' Auxiliary Systems

Keywords

power system emergency, voltage stability, power units, supply of unit auxiliaries

Abstract

This paper presents the low voltage impact on the operation of critical auxiliaries of selected generation units in the national power system. Time limits are determined for the operation of these auxiliaries at low voltage in the power system and the acceptable reduced voltages in their secondary circuits at which the generation unit is capable of interoperation with the system.

Upgrades of auxiliary systems are proposed which would enable interoperation of the unit and the system at significantly reduced system voltages.

Niezawodność bloków energetycznych w Polsce i na świecie

Autor

Józef Paska

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

niezawodność, bloki energetyczne, wskaźniki niezawodności

Streszczenie

Jednym z podsystemów systemu elektroenergetycznego jest podsystem wytwórczy, złożony z bloków energetycznych, których niezawodność determinuje w dużym stopniu niezawodność systemu elektroenergetycznego i pewność zasilania energią elektryczną odbiorców.

W artykule przedstawiono definicje podstawowych wskaźników niezawodności bloków energetycznych, stosowanych w Polsce i na świecie. Dokonano porównania i analizy ich wartości na podstawie danych publikowanych przez Agencję Rynku Energii (Polska), NERC (Północnoamerykańska Korporacja ds. Niezawodności w Elektroenergetyce – USA) i WEC (Światowa Rada Energetyczna).

Zasygnalizowano również niedostatki i brak jednolitego krajowego systemu zbierania i przetwarzania danych o awaryjności urządzeń elektroenergetycznych.

1. Wstęp

Badanie awaryjności urządzeń elektroenergetycznych ma bardzo bogatą tradycję. Niezawodność dużych (≥ 120 MW) bloków energetycznych zawsze miała i nadal ma duże znaczenie dla pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [5–9]. Próbę wdrożenia w elektrowniach systemu gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności (o nazwie SENE) podjęto pod koniec lat 70. XX wieku. Elektrownie jednak zgodnie odrzuciły system ze względu na ogromną ilość wprowadzanych do niego informacji. Drugą przyczyną niechęci elektrowni do systemu był ówczesny sprzęt komputerowy, który wymagał wypełniania bardzo niepopularnych formularzy.

Ukazanie się w 1987 roku „Instrukcji badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych” [3] dało podstawy do opracowania nowego systemu komputerowego o nazwie AWARYJNOŚĆ – odmiennego dla sieci elektroenergetycznych i dla elektrowni.

System badania awarii w elektrowniach został wdrożony od 1 stycznia 1989 roku, na trzech poziomach struktury organizacyjnej elektroenergetyki: w elektrowniach; w okręgach energetycznych; w Centrum Informatyki Energetyki, działającym w imieniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.

System dla wszystkich elektrowni działał tylko jeden rok, do czasu decentralizacji elektroenergetyki. Część blokowa systemu działa do dzisiaj. W zamian za dane oraz finansowanie bazy elektrownie otrzymują w wybranych przez siebie cyklach: zestawienia zbiorcze, wszelkie inne informacje pochodzące z bogatego zbioru oraz nowe wersje oprogramowania systemu.

Blackout, który miał miejsce w 1965 roku w północno-wschodniej części USA i w Kanadzie, pozbawił elektryczności ok. 30 mln ludzi. W konsekwencji tego faktu utworzono NERC (ang. *North American Electric Reliability Corporation*) – Północnoamerykańską Korporację ds. Niezawodności w Elektroenergetyce. Demonopolizacja i deregulacja elektroenergetyki przyniosły ze sobą zagrożenie niezawodności dostarczania energii elektrycznej. Lekcja kalifornijska lat 2000/2001 i kolejne *blackouty* w USA, Wielkiej Brytanii i Włoszech potwierdziły wagę niezawodności systemu elektroenergetycznego.

Północnoamerykańska Korporacja ds. Niezawodności w Elektroenergetyce prowadzi System Danych o Dyspozycyjności Jednostek Wytwórczych (ang. *Generating Availability Data System – GADS*) w imieniu wszystkich amerykańskich firm energetycznych oraz kanadyjskich i innych członków NERC, uczestniczących w tym przedsięwzięciu. Uczestnictwo w GADS jest dobrowolne, a uczestnicy reprezentują prawie 90% mocy zainstalowanej w Ameryce Północnej [1–2, 10].

Opracowana przez NERC instrukcja zgłaszania danych zawiera procedury i formaty przedkładania informacji na potrzeby systemu GADS. Mają one na celu ujednoczenie zgłaszania informacji o konstrukcji bloku, postojach i pracy z obniżoną mocą oraz wybranych informacji ogólnych na temat osiągnięć bloku. Wszystkie wymagania i definicje oparto na normie 762 ANSI/IEEE „Definitions for Reporting Electrical Generating Unit Reliability, Availability and Productivity”.

Dostarczanie danych przy użyciu aktualnego formularza GADS rozpoczęło się w 1982 roku, zastępując procedury będące w użyciu od początku lat 60. Forma rejestracji danych dla GADS

zapewnia opis typów i przyczyn postojów oraz pracy z obniżoną mocą, zarówno dla całego bloku, jak i dla elementu, który uległ awarii. Można to jeszcze uzupełnić poprzez opis typu i charakteru awarii, bezpośredniej przyczyny awarii i czynników, które się do niej przyczyniły oraz podjętych działań zaradczych. Informacja o osiągnięciach obejmuje informacje o wartościach mocy bloku, wytworzonej energii, charakterystyce obciążenia bloku oraz opis zużytych paliw. Wszyscy uczestnicy otrzymują roczne publikacje GADS oraz instrukcję przekazywania danych. Roczne publikacje są też dostępne dla firm energetycznych niezrzeszonych w NERC i osób zainteresowanych.

2. Wskaźniki obliczane w systemach AWARYJNOŚĆ i GADS

W Agencji Rynku Energii SA (dawniej Centrum Informatyki Energetyki) dokonuje się oceny awaryjności i dyspozycyjności bloków energetycznych dużej mocy (≥ 120 MW) w elektrowniach ciepłych i dużych bloków ciepłowniczych (w EC Siekierki i EC Kraków-Łęg) za odpowiedni okres [4, 9, 12]. Dla każdego bloku oraz grup bloków o mocy jednostkowej należącej do określonego przedziału są obliczane odpowiednie parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne.

W pierwszej kolejności są obliczane liczby i czasy trwania wyróżnionych stanów:

$$(T_p, T_r, T_{kp}, T_s, T_b, T_a, T_k, L_r, L_{kp}, L_s, L_b, L_a, L_w)$$

gdzie:

T_p – czas pracy bloku lub grupy bloków w rozpatrywanym okresie, T_r – czas postojów bloku lub grupy bloków w rezerwie w rozpatrywanym okresie, T_{kp} – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie kapitalnym, T_s – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie średnim, T_b – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie bieżącym, T_a – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie awaryjnym, T_k – czas okresu, za który wykonywane są obliczenia (wartość ta jest w systemie obliczana, ale służy tylko do obliczenia wskaźników, nie jest więc nigdzie drukowana), L_r – liczba postojów w rezerwie, L_{kp} – liczba postojów w remoncie kapitalnym, L_s – liczba postojów w remoncie średnim, L_b – liczba postojów w remoncie bieżącym, L_a – liczba postojów w remoncie awaryjnym, L_w – liczba wszystkich postojów.

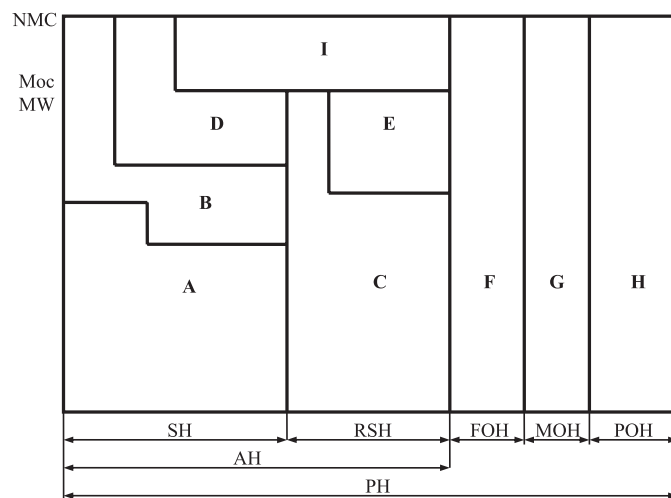
Na podstawie wyżej wymienionych wielkości są obliczane następujące wskaźniki [4]:

- Wskaźnik dyspozycyjności, $AF = \frac{T_p + T_r}{T_k} \cdot 100$
- Udział czasu awarii w czasie kalendarzowym, $FOF = \frac{T_a}{T_k} \cdot 100$
- Wskaźnik awaryjności, $FOR = \frac{T_a}{T_p + T_a} \cdot 100$
- Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej, $GCF = \frac{A_n}{T_k P_z} \cdot 100$
gdzie:
 A_n – wyprodukowana energia elektryczna,
 P_z – moc zainstalowana

- Wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej, $GOF = \frac{A_n}{T_p P_{os}} \cdot 100$
gdzie P_{os} – moc osiągalna
- Wskaźnik remontów planowych, $SOF = \frac{T_{kp} + T_s + T_b}{T_k} \cdot 100$
- Wskaźnik wykorzystania czasu kalendarzowego, $SF = \frac{T_p}{T_k} \cdot 100$
- Średni czas ruchu (obliczeniowy), $ART = \frac{T_p}{L_w} \cdot 100$.

Ilustrację podejścia i wielkości występujących w systemie GADS stanowi rys. 1, przedstawiający moc w funkcji czasu. Całkowitą wysokością wykresu jest moc osiągalna netto (NMC), zaś jego całkowitą szerokość stanowi czas okresu (PH). Zatem całkowite pole powierzchni, $Y = NMC \times PH$, stanowi łączną energię, jaką można byłoby wytworzyć w danym okresie, gdyby blok pracował nieprzerwanie z maksymalną mocą.

Na podstawie wartości czasu trwania różnych stanów bloku, poziomów mocy oraz ilości energii można obliczyć wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne bloku. Niektóre z tych wskaźników są obliczane na podstawie godzin rozpatrywanego okresu.



Rys. 1. Ilustracja wielkości wykorzystywanych przy obliczaniu wskaźników niezawodnościowych bloku energetycznego w systemie GADS: SH – czas pracy; RSH – czas odstawienia do rezerwy; FOH – czas postoju wymuszonego; MOH – czas postoju na obsługę techniczną; POH – czas postoju planowanego; AH – czas dyspozycyjności; PH – czas okresu; I – trwałe ubytki mocy (wady układu technologicznego); D – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na czynniki zewnętrzne (np.: wzrost temperatury w naturalnych zbiornikach wody chłodzącej); B – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na to, że dana elektrownia musi współpracować w systemie z innymi jednostkami (konieczność podążania za obciążeniem); A – praca bloku, rzeczywiste wytwarzanie energii; E – ten obszar przedstawia obniżenie mocy będącej w rezerwie, ze względu na te same czynniki co w D; C – moc pozostająca w rezerwie; F – postój wymuszony; G – postój na obsługę techniczną; H – postój planowany

Pole Y (NMC × PH) wykresu dzieli się na kilka segmentów pionowych. Segmenty obejmujące czas dyspozycyjności podzielono jeszcze na sekcje w celu pokazania energii związanej z poszczególnymi poziomami obniżek mocy. Wskaźniki bloku można wyrazić jako procentowe części powierzchni całkowitej z rys. 1. W systemie GADS obecnie oblicza się dla bloków energetycznych 17 wskaźników „bezpośrednich” i 7 wskaźników „ważnych” (tylko dla grup bloków), są to: ART (ang. *Average Run Time*), SR (ang. *Starting Reliability*), NCF (ang. *Net Capacity Factor*), NOF (ang. *Net Output Factor*), SF (ang. *Service Factor*), AF (ang. *Availability Factor*), EAF (ang. *Equivalent Availability Factor*), FOR (ang. *Forced Outage Rate*), EFOR (ang. *Equivalent Forced Outage Rate*), EFORd (ang. *Equivalent Forced Outage Rate demand*), SOF (ang. *Scheduled Outage Factor*), FOF (ang. *Forced Outage Factor*), UOF (ang. *Unplanned Outage Factor*), EUOF (ang. *Equivalent Unplanned Outage Factor*), EUOR (ang. *Equivalent Unplanned Outage Rate*), POF (ang. *Planned Outage Factor*), MOF (ang. *Maintenance Outage Factor*), WSF (ang. *Weighted Service Factor*), WAF (ang. *Weighted Availability Factor*), WEAF (ang. *Weighted Equivalent Availability Factor*), WFOR (ang. *Weighted Forced Outage Factor*), WEFOR (ang. *Weighted Equivalent Forced Outage Rate*), WSOF (ang. *Weighted Scheduled Outage Factor*), WFOF (ang. *Weighted Forced Outage Factor*). W charakterze „wagi” wykorzystuje się moc osiągalną netto (ang. *Net Maximum Capacity – NMC*), a na szczególną uwagę zasługują wskaźniki SR, EAF, EFOR, nieobliczane w systemie AWARYJNOŚĆ, w których (EAF, EFOR) uwzględnia się też ubytki mocy (planowe, sezonowe, awaryjne).

3. Wartości wskaźników niezawodności krajowych bloków energetycznych w ostatnich latach

W tab. 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych z lat 2011–2013.

Z tab. 1 wynika, że najniższą awaryjność (FOR) w analizowanym okresie miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 120–199 MW na węgiel kamienny. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 300–499 MW na węgiel kamienny. Na rys. 2 przedstawiono zmiany wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych na tle marginesu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w latach 1978–2013.

Margines mocy z rys. 2 został zdefiniowany jako:

$$M = \frac{P_{os} - Z_s}{P_{os}} \cdot 100$$

gdzie:

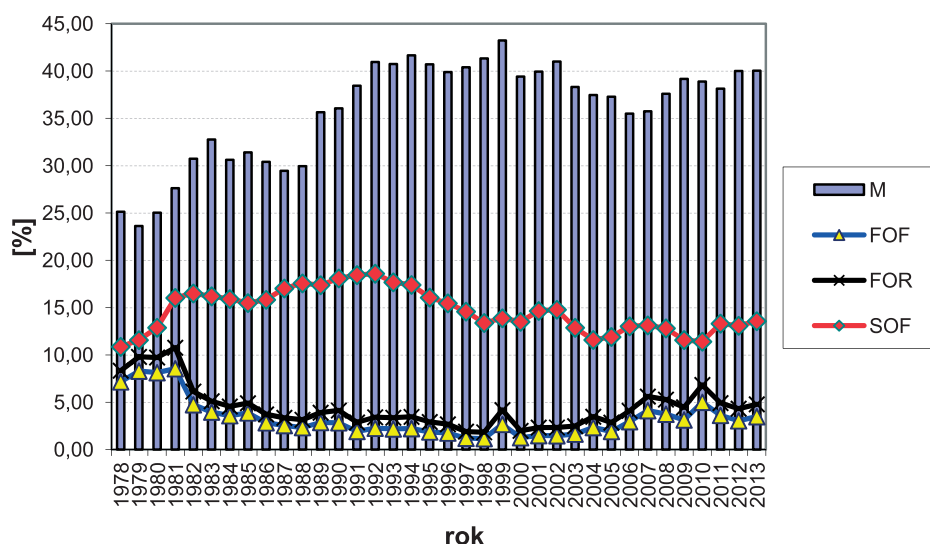
P_{os} – średnia roczna moc osiągalna energetyki zawodowej w szczycie wieczornym dni roboczych, Z_s – średnie roczne zapotrzebowanie na moc w szczycie wieczornym (z dni roboczych).

Do 1980 roku średni roczny margines mocy nie przekraczał 25%. Oznacza to, że zimą margines ten spadał w krytycznych dniach

Grupy bloków	Wskaźniki							
	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%							h
Węgiel brunatny – bloki kondensacyjne (33 bloki)								
	82,2	4,3	5,4	67,7	86,5	13,6	75,5	331,6
120–199 MW (5 bloków)	84,6	1,9	2,8	60,8	91,6	13,4	66,4	291,0
200–299 MW (14 bloków)	80,7	7,6	9,4	60,4	81,2	11,7	73,2	292,0
300–499 MW (13 bloków)	82,4	1,8	2,2	71,5	88,5	15,8	80,7	398,0
>500 MW (1 blok)	88,6	1,6	1,8	79,5	90,1	9,8	88,2	374,0
Biomasa – bloki kondensacyjne (1 blok)								
200–299 MW (1 blok)	83,4	4,5	5,5	74,6	97,3	12,1	76,7	222,4
Węgiel kamienny – bloki kondensacyjne (66 bloków)								
	84,9	2,9	4,2	51,4	74,6	12,2	66,3	208,5
120–199 MW (14 bloków)	87,5	3,0	5,6	37,5	70,6	9,5	51,4	170,3
200–299 MW (45 bloków)	84,4	2,8	3,8	54,4	75,3	12,8	70,7	211,8
300–499 MW (5 bloków)	81,7	3,3	4,4	55,0	74,9	15,0	72,1	260,6
>500 MW (2 bloki)	85,6	3,4	5,7	43,3	73,3	11,0	55,9	306,4
Węgiel kamienny – bloki ciepłownicze (8 bloków)								
120–199 MW	73,4	3,5	5,4	49,2	80,2	23,1	61,7	349,8
RAZEM BLOKI KONDENSACYJNE I CIEPŁOWNICZE (108)								
	83,3	3,4	4,7	57,8	79,7	13,3	68,9	245,8
120–199 MW (27 bloków)	83,2	2,9	4,9	47,3	78,8	13,8	57,1	224,7
200–299 MW (60 bloków)	83,5	4,0	5,3	55,8	76,7	12,5	71,3	227,0
300–499 MW (18 bloków)	82,2	2,2	2,8	66,8	84,8	15,6	78,3	350,7
>500 MW (3 bloki)	86,4	2,9	4,3	56,9	81,2	10,7	64,5	327,9

Tab. 1. Parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne bloków energetycznych w latach 2011–2013 [4]

nawet poniżej 10%. W szczycie zapotrzebowania na moc elektryczną dochodziło do przeciążeń bloków kondensacyjnych. W godzinach poza szczytem obciążenia część bloków odstawiano do rezerwy lub napraw bieżących. Taki tryb pracy miał niekorzystny wpływ na stan techniczny urządzeń. Dodatkowo sytuację pogarszał brak źródeł szczytowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Ciągły brak mocy w systemie powodował również to, że brakowało czasu na właściwe wykonanie remontów planowych. W tej sytuacji wskaźnik awaryjności (FOR) był wówczas bliski 10%, a średni czas ruchu bloku, od postoju do postoju (ART), wyniósł ok. 171 godz.



Rys. 2. Zmiany marginesu mocy i wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych w latach 1978–2013

Poprawę sytuacji zanotowano po uruchomieniu elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu (1982 i 1983) oraz po stopniowym uruchamianiu nowych bloków w elektrowniach Połaniec i Bełchatów. Margines mocy w latach 80. przekroczył 30%, na początku lat 90. najpierw zbliżył się do 40%, a potem przekroczył tę wartość. Wskaźnik awaryjności w tym czasie spadł do ok. 2,5% (większa wartość wskaźnika awaryjności w 1999 roku jest wynikiem awarii katastrofalnej bloku nr 5 w Elektrowni Turów), a średni czas ruchu wzrósł do ok. 250 godz. Poprawa tych wskaźników nastąpiła przy jednoczesnym spadku stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej bloków (GCF) do ok. 54%, czyli o ponad 10% w stosunku do stanu z końca lat 70. W tym okresie wzrósł czas postojów w rezerwie, natomiast czas postojów w remontach planowych wzrastał w latach 80., aż do 1992 roku, po którym zaczął spadać.

Po 2000 roku margines mocy osiągalnej waha się pomiędzy 35% a 40% i deficyty mocy powodujące ograniczenia są mało prawdopodobne. Sytuacja może się pogorszyć w związku

z przewidywanymi wycofaniami z eksploatacji „starych” (długo eksploatowanych) jednostek wytwórczych, przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe bloki energetyczne. Niemniej jednak począwszy od 2005 roku da się zaobserwować wzrost wartości wskaźników FOR i FOF do poziomu z lat przed transformacją gospodarki, przy stabilizacji wskaźnika SOF na poziomie 12–14%.

4. Porównanie wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych i amerykańskich bloków energetycznych

W tab. 2 zestawiono wskaźniki z systemu GADS, mające swoje odpowiedniki w systemie AWARYJNOŚĆ, natomiast na rys. 3, 4 i 5 porównano ich wartości z wartościami dla krajowych bloków energetycznych z tab. 1 (bloki kondensacyjne i ciepłownicze).

Krajowe bloki energetyczne mają:

- zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NCF i osiągalnej NOF
- zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300–499 MW i >500 MW) oraz FOF (poza blokami 300–499 MW)
- wyższy wskaźnik remontów planowych SOF
- niższy średni czas ruchu ART.

Warto podkreślić, że statystyką krajową jest objęta znacznie mniejsza liczba bloków, zestaw wyznaczanych wskaźników też jest mniej liczny.

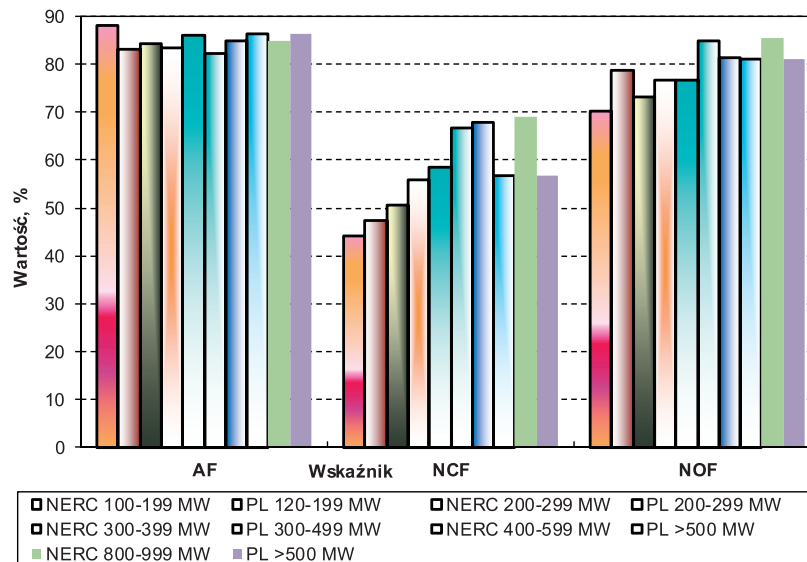
5. Wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych według Światowej Rady Energetycznej

Jest jeszcze jedno źródło informacji o wartościach wskaźników niezawodności jednostek wytwórczych – sygnowane przez Światową Radę Energetyczną (WEC) opracowanie „Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition” [11]. Spośród monitorowanych przez odpowiedni Komitet WEC

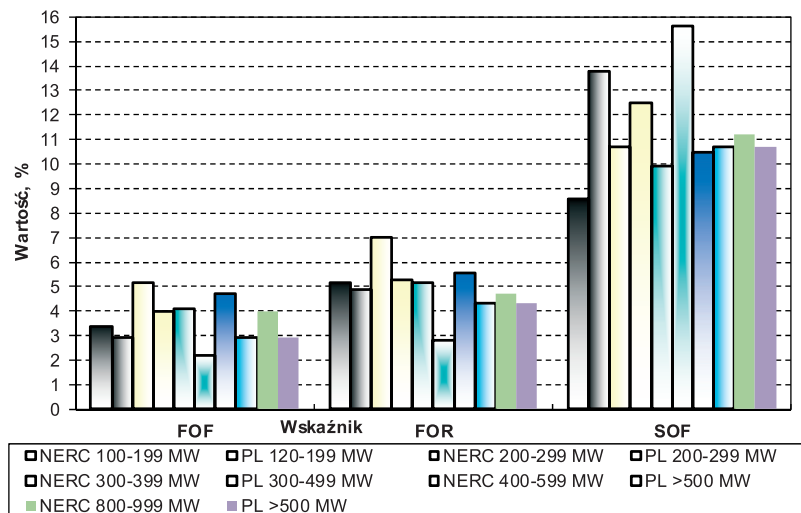
Bloki o mocy, MW	AF	FOF	FOR	NCF	NOF	SOF	SF	ART
	%							h
100–199 (275)*	88,02	3,38	5,16	44,31	70,36	8,6	62,13	206,13
200–299 (130)	84,14	5,17	6,99	50,72	73,18	10,68	68,89	493,44
300–399 (74)	85,97	4,12	5,15	58,43	76,77	9,91	75,99	544,75
400–599 (163)	84,91	4,7	5,55	67,95	81,36	10,48	79,99	505,78
800–899 (44)	84,82	3,98	4,71	69,03	85,58	11,2	80,57	833,01

* – w nawiasie podano liczbę bloków objętych statystyką

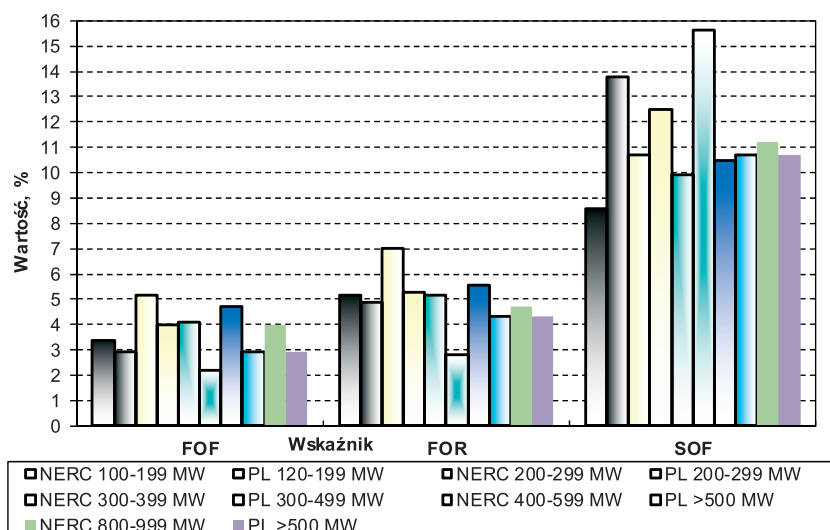
Tab. 2. Wskaźniki amerykańskich węglowych bloków energetycznych w latach 2009–2013 [2]



Rys. 3. Wskaźniki AF, NCF i NOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych



Rys. 4. Wskaźniki FOF, FOR i SOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych



Rys. 5. Średni czas ruchu oraz liczba amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych

zasadniczych wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych jednostek wytwórczych godne uwagi i zastosowania są dwa:

- Wskaźnik planowanych ubytków zdolności wytwórczej (ang. *Planned Capability Loss Factor* – PCLF), rozumiany jako względne zmniejszenie zdolności wytwórczej z powodu ubytków planowanych (np. odstawienie do remontów planowych). Ubytek uważa się za planowany, gdy jest on przewidywany z co najmniej 4-tygodniowym wyprzedzeniem. PCLF jest odpowiednikiem występującego w standardzie IEEE 762 ważonego ekwiwalentnego wskaźnika ubytków planowanych (ang. *Weighted Equivalent Planned Outage Factor* – WEPOF)
- Wskaźnik nieplanowanych ubytków zdolności wytwórczej (ang. *Unplanned Capability Loss Factor* – UCLF), rozumiany jako względne zmniejszenie zdolności wytwórczej z powodu ubytków nieplanowanych (np. odstawienia do remontów awaryjnych, wydłużenie postoju planowanego, ograniczenie zdolności wytwórczej). Ubytek uważa się za nieplanowany, gdy nie jest on przewidywany z co najmniej 4-tygodniowym wyprzedzeniem. UCLF jest odpowiednikiem występującego w standardzie IEEE 762 ważonego ekwiwalentnego wskaźnika ubytków nieplanowanych (ang. *Weighted Equivalent Unplanned Outage Factor* – WEUOF).

Przykładowe wartości wskaźnika UCLF dla wybranych technologii jądrowych, pochodzące z opracowania [3] podano w tab. 3.

6. Podsumowanie i wnioski

W obecnej sytuacji sektora elektroenergetyki w Polsce, poza obowiązkową statystyką publiczną (GUS), praktycznie nie funkcjonują dobrowolne, centralne systemy gromadzenia i przetwarzania danych technicznych i ekonomicznych. Wyjątkiem w tym zakresie jest utrzymywany w Agencji Rynku Energii SA system gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności bloków energetycznych ≥ 120 MW. Systemem tym objęto 108 bloków energetycznych o łącznej mocy stanowiącej ok. 2/3 zdolności wytwórczej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Z analizy statystyki awaryjności krajowych bloków energetycznych wynika, że w latach 1982–2000 systematycznie poprawiały

się wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych o mocach zainstalowanych ≥ 120 MW. Po roku 2000 trend ten się odwrócił i następuje pogarszanie się wskaźników awaryjności bloków energetycznych.

Najniższą awaryjność (FOR i FOF) w okresie trzech lat (2011–2013) miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 120–199 MW na węgiel kamienny. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 300–499 MW na węgiel kamienny. Krajowe bloki energetyczne mają: zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NCF i osiągalnej NOF, zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300–499 MW oraz >500 MW) i FOF (poza blokami 300–499 MW), wyższy wskaźnik remontów planowych SOF; niższy średni czas ruchu ART.

System AWARYJNOŚĆ dostarcza wielu cennych informacji, ale ma też szereg niedostatków, jak np. [6, 8–9]:

- Systemem są objęte tylko duże bloki energetyczne w elektrowniach ciepłych (bloki o mocach ≥ 120 MW) oraz duże bloki ciepłownicze. Poza systemem znajdują się jednostki wytwórcze o łącznej mocy równej ok. 1/3 mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego
- W systemie nie są uwzględniane uszkodzenia elementów bloku prowadzące do obniżenia jego zdolności wytwórczej, a nie do postoju bloku
- Obliczane są wyłącznie wskaźniki „punktowe”, natomiast daje się zauważyć zapotrzebowanie na empiryczne rozkłady czasów trwania wyróżnionych stanów eksploatacyjnych bloku oraz jego elementów, węzłów technologicznych i podukładów. Również zestaw wskaźników „punktowych” mógłby być szerszy (np. analogiczny jak w systemie GADS).

Bez wątpliwości celowe jest dalsze funkcjonowanie systemu AWARYJNOŚĆ – otwarte jednak pozostają kwestie: czy nie ma zagrożeń dla systemu w obecnym kształcie i czy jest szansa na jego rozwój oraz czy możliwe jest powstanie analogicznego, doskonalszego systemu zbierania i przetwarzania danych niezawodnościowych elementów sieciowych?

Bloki typu	2005		2006		2007		2008		2009		2005–2009
	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	Liczba bloków	UCLF, %	UCLF, %
BWR	93	5,06	93	5,90	94	6,39	94	5,11	94	7,70	6,032
FBR	2	2,90	2	4,44	2	4,60	2	4,21	2	0,38	3,306
GCR	22	13,42	22	18,58	18	25,99	18	33,97	18	17,19	21,83
LWGR	16	0,83	16	3,16	16	2,97	16	2,06	16	4,18	2,640
PHWR	41	4,64	42	5,91	44	7,01	44	6,35	44	4,56	5,694
PWR	267	3,17	267	2,96	265	3,71	265	4,36	264	4,41	3,722
RAZEM	441	3,91	442	4,25	439	5,05	439	5,29	438	5,45	4,790

Tab. 3. Zestawienie wartości wskaźników UCLF dla jądrowych bloków energetycznych

Szansą na rozszerzenie funkcji obecnego systemu informatycznego AWARYJNOŚĆ, a więc: objęcia nim urządzeń wytwórczych dotychczas przez system nieobjętych, uwzględnienie obniżenia zdolności wytwórczej (awaryjnych i planowych) byłoby utworzenie w Polsce na wzór Ameryki Północnej rady ds. niezawodności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Na wniosek rady możliwe byłoby nie tylko rozszerzenie zakresu systemu monitorowania niezawodności elektrowni, ale również odtworzenie działającego w niedalekiej przeszłości systemu monitorowania awaryjności sieci elektroenergetycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Generating Availability Data System, Data Reporting Instructions, North American Electric Reliability Corporation, 1 stycznia 2015, Atlanta.
2. Generating Unit Statistical Brochure – 2009-2013, Generating Availability Data System (GADS), NERC, lipiec 2014,
3. Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych, część II, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, Warszawa 1987.
4. Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2011–2013, Agencja Rynku Energii SA, kwiecień 2014, Warszawa.
5. Paska J., Generation system reliability and its assessment, *Archiwum Energetyki* 1999, nr 1–2.
6. Paska J., Niezawodność podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego, *Prace Naukowe PW – Elektryka* 2002, z. 120.
7. Paska J., Reliability and Performance Indices of Power Generating Units in Poland, 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2004, Aimes – Iowa, USA, 12–16 września 2004.
8. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
9. Paska J., Parciński G., Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych, *Energetyka* 2001, nr 12.
10. Paska J. i in., Ewidencja i analiza awaryjności jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym (SEE) za pomocą relacyjnej bazy danych, *Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja* 1996, nr 1.
11. Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition. World Energy Council, 2010.
12. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2014.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Prezydium Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Reliability of Power Units in Poland and the World

Keywords

reliability, power units, reliability indices

Abstract

One of a power system's subsystems is the generation subsystem consisting of power units, the reliability of which to a large extent determines the reliability of the power system and electricity supply to consumers. This paper presents definitions of the basic indices of power unit reliability used in Poland and in the world. They are compared and analysed on the basis of data published by the Energy Market Agency (Poland), NERC (North American Electric Reliability Corporation – USA), and WEC (World Energy Council). Deficiencies and the lack of a unified national system for collecting and processing electric power equipment failure rate data are also indicated.

Zarządzanie ryzykiem technicznym w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Bogdan Czarnecki
Piotr Zieliński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

zarządzanie ryzykiem, sieć dystrybucyjna, planowanie rozwoju

Streszczenie

Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn zagrożenia oraz konsekwencji wynikających z zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie i co najmniej znacznych skutkach oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie. W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub minimalizację skutków wystąpienia zagrożeń. W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci.

1. Wstęp

Operatorzy systemów elektroenergetycznych pozyskują środki na rozwój i modernizację infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej poprzez taryfy zatwierdzane przez prezesa URE. Jednym z celów prezesa URE jest zapobieganie nadmiernemu wzrostowi cen energii, m.in. poprzez limitowanie środków przeznaczanych przez operatorów na rozwój majątku sieciowego. Operatorzy funkcjonują więc w warunkach ograniczonych środków inwestycyjnych, co z kolei wymusza optymalizację ich alokacji. W związku z tym, że ilość środków, którymi dysponują operatorzy na modernizację sieci, może być niewystarczająca w stosunku do potrzeb, nieoptymalna ich alokacja wiąże się z ryzykiem pogorszenia jakości i niezawodności usługi dystrybucyjnej. Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia oraz konsekwencji zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o wysokim prawdopodobieństwie i co najmniej średnich skutkach oraz zdarzenia o poważnych konsekwencjach i co najmniej średnim prawdopodobieństwie. Obszar największego zagrożenia oznaczono kolorem czerwonym.

Zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub zapobieganie (minimalizację) skutków wystąpienia zagrożeń. W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN

Skutki	Krytyczne	5	10	15	20	25
	Poważne	4	8	12	16	20
	Średnie	3	6	9	12	15
	Małe	2	4	6	8	10
	Niewielkie	1	2	3	4	5
		Bardzo niskie	Niskie	Średnie	Wysokie	Bardzo wysokie
Prawdopodobieństwo						

Tab. 1. Macierz ryzyka

podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci związane z niepełną topologią sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie m.in. równoczesne zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga optymalizacji zakresu inwestycji¹ i traktowania procesów planowania rozwoju systemu oraz planowania i prowadzenia ruchu jako powiązanych².

Zapewnienie niezawodności pracy sieci, w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł konwencjonalnych i OZE, można zrealizować alternatywnie: a) eliminując skutki wystąpienia zagrożeń na etapie planowania rozwoju systemu, poprzez inwestycje sieciowe, b) minimalizując

¹ Celem inwestycji jest maksymalizacja korzyści z wydatkowania ograniczonych zasobów finansowych.

² Ze względu na fakt, że optymalizacja decyzji inwestycyjnych na etapie planowania rozwoju może skutkować ograniczeniami (uwarunkowaniami) prowadzenia ruchu sieci.

prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń krytycznych na etapie planowania i prowadzenia ruchu systemu, poprzez identyfikację i unikanie koincydencji zdarzeń tworzących zagrożenia dla pracy systemu.

2. Zarządzanie ryzykiem technicznym

Planowanie rozwoju ma za zadanie m.in. zagwarantowanie niezawodności pracy sieci oraz optymalizację alokacji środków inwestycyjnych (poprawa wskaźników efektywności inwestycji [zł/poprawa niezawodności dostaw]). Zapobieganie przyczynom obniżenia niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł, szczególnie OZE, można zrealizować poprzez:

1. inwestycje sieciowe i rozbudowę systemu. Powstaje ryzyko związane z optymalizacją wzajemnie sprzecznych funkcji celu: podniesienia bezpieczeństwa pracy sieci i minimalizacji kosztów inwestycyjnych rozbudowy systemu (ryzyko zawyżenia lub zaniżenia zakresu inwestycji w stosunku do rzeczywistych potrzeb)
2. minimalizowanie ryzyka wystąpienia zdarzeń krytycznych lub ich skutków realizowane poprzez:
 - a) identyfikację czynników zewnętrznych, stwarzających zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy sieci, np. koincydencja wyłączeń wybranych elementów sieci z poziomem zapotrzebowania na moc odbiorców lub mocy oddawanej do systemu przez lokalną generację (np. farmy wiatrowe)
 - b) identyfikację bezinwestycyjnych metod unikania zagrożeń – koordynację wyłączeń elementów sieci z prognozami zewnętrznymi czynników ryzyka, prowadzoną na etapie planowania i prowadzenia ruchu sieci. Wyłączenia planowane stanowią 95% czasu trwania wyłączeń elementów sieci. Ich koordynacja uwzględniająca czynniki zewnętrzne, przyczyniające się do powstawania przeciążeń (np. zapotrzebowanie na moc), pozwala na wyeliminowanie ryzyka wystąpienia przeciążeń
 - c) identyfikację działań alternatywnych dla modernizacji systemu, niwelujących zewnętrzne czynniki ryzyka, np. wykorzystanie technik zarządzania obciążeniem odbiorców lub optymalizacja zakresu ograniczania mocy FW na żądanie operatora systemu.

Decyzja o zaniechaniu lub odsunięciu w czasie inwestycji na rzecz działań alternatywnych będzie skutkowała później koniecznością dostosowania zasad planowania i prowadzenia ruchu. Traktowanie procesów planowania rozwoju sieci oraz planowania i prowadzenia ruchu w sposób zintegrowany pozwala na alokację środków inwestycyjnych w obszarach, gdzie nie są dostępne alternatywne dla inwestycji środki unikania ryzyka. Zarządzanie ryzykiem inwestycji sieciowych (określenie optymalnego zakresu i hierarchizacja ważności) wymaga jakościowego i ilościowego opisu prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn oraz wielkości zagrożeń dla niezawodnej pracy systemu,

umożliwiającego porównanie nakładów i efektów. W konsekwencji można wskazać inwestycje do odsunięcia w czasie, dla których istnieją alternatywne bezinwestycyjne środki przeciwdziałania zagrożeniom, oraz dokonać hierarchizacji inwestycji w oparciu o wskaźniki efektywności, wyznaczone na podstawie nakładów inwestycyjnych i oszacowanych co do wielkości unikniętych zagrożeń. Narzędziem pozwalającym na ilościową ocenę zagrożeń dla niezawodności dostaw energii jest metodyka probabilistyczna (ang. *probabilistic power flow*).

3. Metodyka obliczeń

Analizy deterministyczne, na których podstawie wykonuje się plany rozwoju sieci elektroenergetycznej, posiadają wiele ograniczeń uniemożliwiających ilościowy opis pracy systemu w horyzoncie długookresowym (do 15 lat), w szczególności:

1. rozptyły mocy wykonywane są dla kilku arbitralnie wybranych stanów systemu elektroenergetycznego, przy założonych: zapotrzebowaniu na moc w węzłach sieci WN, mocy oddawanej do sieci przez OZE, topologii. W rzeczywistości praca systemu jest związana z występowaniem różnych kombinacji obciążeń i generacji w poszczególnych węzłach sieci WN oraz ich koincydencji z włączeniami poszczególnych elementów sieci
2. opierają się na wielu upraszczających założeniach i nie odzwierciedlają w pełni warunków pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności:
 - a) część przyjmowanych założeń i warunków jest nadmiernie konserwatywna, np. zakładanie obszarowej generacji OZE bliskiej 100% mocy zainstalowanej lub przyjmowanie obciążalności linii jako wartości statycznych (pomijanie wpływu warunków atmosferycznych na obciążalność linii). Podejmowanie decyzji inwestycyjnych na podstawie takich założeń, może prowadzić do przewymiarowania planowanych inwestycji, przez co obniżenia przyszłych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej
 - b) część z przyjmowanych założeń może być nadmiernie optymistyczna, w szczególności przyjęte wielkości zapotrzebowania na moc mogą nie odpowiadać skrajnym wartościom obciążeń rejestrowanych przez SCADA³, ilość równoczesnych wyłączeń elementów sieci często przekracza uwzględniane w analizach deterministycznych stany N-1 (dla wybranych przypadków N-2). Decyzje inwestycyjne podejmowane na podstawie takich założeń, mogą okazać się niewystarczające, a skutki finansowe powtórnych modernizacji większe od kosztów rozszerzenia pierwotnego zakresu inwestycji przed jej podjęciem
3. analizy deterministyczne nie pozwalają określić częstości występowania stanów zagrożenia pracy systemu, przez co nie umożliwiają oceny, czy inne, alternatywne dla inwestycji metody przeciwdziałania przeciążeniom⁴ nie są lepszym rozwiązaniem z technicznego i/lub finansowego punktu widzenia.

³ Odpowiednio minimalnym w dolinie i maksymalnym w szczycie.

⁴ Na przykład koordynacja planowych wyłączeń z zewnętrznymi uwarunkowaniami pracy sieci (pogoda, zmienność zapotrzebowania na moc).

Chcąc uniknąć powyższych ograniczeń dla oceny pracy systemu elektroenergetycznego, należy zastosować analizy probabilistyczne. Autorzy proponują metodę Monte Carlo, wykorzystywaną do matematycznego modelowania procesów zbyt złożonych do analitycznego zdefiniowania. Modelowanie polega na losowym wyborze wielkości charakteryzujących proces, a losowanie wielkości charakteryzujących proces dokonywane jest zgodnie z rozkładem prawdopodobieństwa, który musi być znany. Modelowanie pracy sieci polega na wielokrotnym powtarzaniu obliczeń rozptylowych z uwzględnieniem dobowo-sezonalnej zmienności zapotrzebowania na moc odbiorców, generacji przyłączonej do sieci WN i SN oraz topologii sieci. Zmienność warunków pracy jest modelowana probabilistycznie w oparciu o statystyki opracowane na podstawie danych z systemów SCADA, z zachowaniem korelacji pomiędzy nimi (np. dobowo-sezonalne zmiany zapotrzebowania na moc w GPZ i grupach GPZ lub moc oddawana do sieci przez pojedyncze farmy wiatrowe i grupy farm, w zależności od ich rozmieszczenia). Ze względu na bardzo dużą liczbę wyników otrzymanych na skutek wielokrotnego przeprowadzenia obliczeń rozptylowych, ich analiza jest możliwa wyłącznie metodami statystycznymi. Wynikami analizy probabilistycznej są rozkłady prawdopodobieństwa wystąpienia konkretnych stanów pracy sieci, w szczególności przepływów mocy przez poszczególne elementy sieci. Dla przeciążających się elementów sieci analiza statystyczna pozwala na zbadanie korelacji pomiędzy występowaniem przeciążeń i występowaniem określonych stanów sieci: wyłączeń poszczególnych elementów, węzłowym i obszarowym zapotrzebowaniem odbiorców na moc, mocy oddawanych do sieci przez farmy wiatrowe itd.

Dane wejściowe do modeli rozptylowych (wyłączenia, obciążenia, generacje) mogą być losowane, zgodnie z rozkładami prawdopodobieństwa ich wystąpienia, lub uzyskiwane w wyniku działania pseudolosowego generatora sekwencji wartości obciążeń i generacji. Drugie rozwiązanie pozwala na śledzenie sekwencji stanów pracy sieci (np. następujące po sobie w 15-minutowych interwałach stany podobszaru, wynikające ze szczytowego zapotrzebowania na moc oraz ze zmiennej generacji wiatrowej), dzięki czemu możliwa staje się ocena, np. jednorazowych czasów trwania przeciążeń lub analiza pracy zasobnika energii o zadanej pojemności, współpracującego z farmą wiatrową (proces ładowania i rozładowania zasobnika).

4. Miary ryzyka

Jak już wspomniano, wyłączenia planowane stanowią ok. 95% łącznego czasu trwania wyłączeń elementów sieci. Ich wzajemna koordynacja i skorelowanie z innymi czynnikami, sprzyjającymi wystąpieniu przeciążeń, pozwoli skutecznie zniwelować ryzyko zagrożeń pracy sieci. Poniżej zestawiono krytyczne zdaniem autorów cechy pozwalające na ocenę możliwości skoordynowania wyłączeń z warunkami pracy sieci, w celu unikania przeciążeń oraz oceny celowości i zakresu niezbędnych modernizacji i rozbudowy sieci.

- Średnia roczna ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem ze względu na przeciążenia
Energia, której przesłanie powoduje przeciążenie elementu sieci⁵, zależna od czasu trwania przeciążeń w roku i ich wielkości. Duża ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem (w relacji do całkowitej rocznej ilości energii przesyłanej przez dany element) jest przesłanką do umieszczenia linii wysoko w rankingu elementów sieci wymagających modernizacji.
- Średnioroczny czas trwania przeciążeń elementu sieci
Długi czas trwania przeciążeń może świadczyć o zagrożeniach związanych z wyłączeniami wielu elementów sieci lub wrażliwością na warunki pracy sieci (zapotrzebowanie na moc, lokalna generacja). Obydwie przyczyny będą utrudniały koordynację wyłączeń elementów sieci, co stanowi przesłankę do umieszczenia elementu wysoko w rankingu elementów sieci wymagających modernizacji.
- Średni czas trwania pojedynczego przeciążenia elementu sieci
Parametr ten można wyznaczyć za pomocą pseudolosowych generatorów sekwencji obciążeń i generacji oraz przy uwzględnieniu czasów jednorazowego wyłączenia poszczególnych elementów sieci. Jeżeli średni czas trwania pojedynczego przeciążenia jest krótki, jest to przesłanką do obniżenia pozycji elementu w rankingu elementów sieci do modernizacji. Jeżeli analiza jest robiona z rozdzielczością ≤ 15 min, przeciążenia o takim czasie trwania można pominąć.
- Ilość elementów sieci, których wyłączenie powoduje powstawanie przeciążeń badanej linii
Im większa ich liczba, tym trudniejsze do skoordynowania będą planowane wyłączenia. Podobna analiza powinna zostać przeprowadzona dla par wyłączanych elementów sieci. Zaobserwowano, że występują pary elementów, których wyłączenie oddzielnie nie jest krytyczne (nie powoduje przeciążeń), jeżeli jednak wystąpi jednocześnie, może doprowadzić do powstawania przeciążeń. Takie pary powinny być wprowadzone do wytycznych prowadzenia ruchu sieci jako zabronione kombinacje wyłączeń.
- Poziom węzłowego i/lub obszarowego zapotrzebowania na moc odbiorców, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci
Czynnik pozwalający na koordynację wyłączeń skorelowanych z zachowaniem odbiorców energii. Jeżeli zaobserwowano związek pomiędzy zapotrzebowaniem na moc, wyłączeniem określonych elementów sieci i przeciążaniem się innych elementów sieci, zarządzanie ryzykiem wymaga w takich przypadkach wykonywania prognoz zapotrzebowania na moc i tworzenia planu wyłączeń z ich uwzględnieniem.
- Poziom węzłowej i/lub obszarowej generacji lokalnej, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci
Podobnie jak w przypadku zapotrzebowania na moc, dla operatywnej koordynacji wyłączeń wymagane są prognozy generacji wiatrowej i słonecznej, wykonywane na podstawie numerycznych prognozy pogody.

⁵ A w konsekwencji zagrożenie awarii nie dostarczenia energii do odbiorcy.

5. Narzędzia analizy ryzyka

Prowadząc deterministyczne analizy rozwoju sieci elektroenergetycznej, w pierwszej kolejności bierze się pod uwagę przeciążające się elementy sieci. Decyzje o modernizacji podejmowane są na podstawie maksymalnych zarejestrowanych przeciążeń w stanach N-1 bez uwzględnienia oczekiwanych: energii zagrożonej nieprzesłaniem, średniego rocznego czasu trwania przeciążeń itd. W analizach ryzyka prowadzonych za pomocą metod probabilistycznych proponuje się w pierwszej kolejności przeprowadzenie badań elementów, których wyłączenia powodują przeciążanie się innych elementów sieci. Przykład zestawienia linii ulegających przeciążeniom ze względu na poziom lokalnej generacji, w warunkach wyłączenia badanego elementu sieci, przedstawiono w tab. 2, która zawiera czasy [h/a], przez które wystąpiło przeciążenie linii, przy zadanym wyłączanym elemencie sieci i poziomie generacji obszarowej. Wielkość przeciążenia nie ma w tym przypadku znaczenia, ponieważ przekroczenie dopuszczalnego obciążenia linii ma charakter dwustanowy (0/1) i jest nieakceptowalne. Wyznaczenie poziomu obszarowej generacji lokalnej wymaga określenia obszaru sieci powiązanego z badanym elementem. Proponuje się przyjąć, że obszar powiązany z wyłączanym elementem obejmuje węzły sieci, w których zmiana generacji (lub obciążenia) powoduje adekwatne zmiany przepływu mocy przez badany element. Przez obszarowy poziom generacji lokalnej rozumiana jest moc oddawana do sieci przez źródła (np. farmy wiatrowe) przyłączone do tych węzłów sieci, wyrażona jako procent mocy zainstalowanej tych źródeł.

Dla przedstawionego przykładu wyłączeniu elementu sieci L^{W_n} towarzyszy przeciążanie się linii L^{P_1} do L^{P_4} , wyłącznie w warunkach dużej generacji wiatrowej, powyżej 70% chwilowego wykorzystania mocy zainstalowanej. Skorelowanie planowanych wyłączeń elementu z prognozowaną na dzień następną generacją pozwoli na uniknięcie modernizacji linii L^{P_1} do L^{P_4} ⁶. Równocześnie niezbędna może się okazać modernizacja linii L^{P_i} , jeżeli (na skutek koordynacji) wyłączenia L^{W_n} odbędą się w czasie, gdy generacja wiatrowa będzie mniejsza od 40% mocy zainstalowanej farm

w obszarze⁷. Jeżeli przeciążenia występują w pełnym zakresie generacji obszarowej od 0% do 100%, oznacza to, że ich występowanie nie zależy od generacji obszarowej i nie ma potrzeby koordynacji wyłączeń ze względu na warunki meteorologiczne. Na podstawie statystyk pracy grupy farm wiatrowych możliwe jest określenie, przez ile godzin w roku (w podziale na sezony i godziny doby) generacja wiatrowa przekracza dopuszczalny poziom ze względu na przeciążenia linii L^{P_1} do L^{P_4} oraz określenie, jak bardzo może to zakłócić proces planowania wyłączeń, w szczególności: przez jaki procent czasu pracy służb zajmujących się pracami sieciowymi, nie będzie możliwe prowadzenie prac związanych z linią L^{W_n} , oraz w jakiej relacji pozostają – skrócony czas dostępny dla wyłączeń elementu L^{W_n} i łączny roczny czas wyłączeń L^{W_n} , wymagany ze względu na normalną eksploatację. Działaniem komplementarnym dla koordynacji wyłączeń elementu może być również decyzja o zanizaniu mocy farm wiatrowych. Dla oceny zasadności zanizzeń należałoby odnieść wartość produkcji utraconej grupy farm wiatrowych w okresie wieloletnim (czas, na jaki modernizacja sieci została odroczone) do kosztów unikniętych modernizacji linii. Ilościowo roczną produkcję utraconą FW jest stosunkowo łatwo określić. Ze względu na fakt, że produkcja FW w obszarze jest silnie skorelowana, należy wybrać najdłuższy czas trwania przeciążenia wszystkich linii w kolejnych przedziałach mocy oddawanej do systemu przez FW, pomnożyć przez moc zainstalowaną FW w obszarze oraz różnicę [przedział mocy FW – 60% (brak przeciążeń)]. W rozpatrywanym przykładzie będzie to rocznie:

$$E_U = P_{INST} * \sum_{i=1}^n (70\% - 60\%) * 7 + \quad (1)$$

$$+ (80\% - 60\%) * 14 + (90\% - 60\%) * 5 + (100\% - 60\%) * 2$$

gdzie:

P_{INST} – obszarowa moc zainstalowana farm wiatrowych.

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Czas trwania przeciążeń w roku [h/a]	Obszarowy poziom generacji lokalnej											
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
L^{P_1}	2,9	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	3	0
L^{P_2}	4,4	32	-	-	-	-	-	-	-	-	6	11	4	1
L^{P_3}	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2
L^{P_4}	5,4	41	-	-	-	-	-	-	-	-	7	14	5	1
L^{P_1}		60	30	20	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma		152												

Tab. 2. Zestawienie przeciążeń elementów sieci L^{P_i} związanych z wyłączeniem elementu L^{W_n}

⁶ Pod warunkiem, że odstawienie linii L^{W_n} jest jedynym powodem występowania przeciążeń tych elementów.

⁷ Modernizacja ta jest tym bardziej uzasadniona, ponieważ wynika z niedostatecznych zdolności przesyłowych dedykowanych potrzebom odbiorców energii – przeciążenia elementu spowodowane są brakiem lokalnej generacji, prawdopodobnie w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc.

W wyniku otrzymujemy 5,8 P_{INST} [MWh]. Jak widać na powyższym przykładzie, nie będzie to suma energii zagrożonej nieprzesłaniem wszystkimi liniami L^P₁ do L^P₄, ponieważ redukcja generacji do poziomu 60% zlikwiduje przeciążenia na wszystkich liniach. Uzgodniony zakres koordynacji wyłączeń elementu L^W_n, znoszący przeciążenia linii L^P₁ do L^P₄, zostanie uwzględniony w analizie kolejności wykonywania modernizacji sieciowych. Analogiczne rozważania należy przeprowadzić dla przeciążeń wynikających z zapotrzebowania na moc odbiorców. W tym przypadku działaniami komplementarnymi do koordynacji wyłączeń, będą programy zarządzania obciążeniem (redukcja zapotrzebowania na żądanie operatora systemu).

W efekcie otrzymuje się uzgodnioną listę wyłączeń elementu L^W_n, skoordynowaną z warunkami pracy sieci. Jeżeli dla elementu L^W_n nie udało się uzgodnić skoordynowanej listy wyłączeń, należy rozważyć opcję budowy równoległego do L^W_n nowego ciągu liniowego L^W_m. Zakłada się przy tym, że co najmniej jeden z ciągów będzie załączony. Kryterium wyboru pomiędzy nowym ciągiem liniowym L^W_m (jeżeli istnieje techniczna możliwość budowy) a modernizacją wszystkich elementów L^P₁ do L^P₄ jest koszt inwestycyjny. Należy przy tym uwzględnić, że algorytm wyboru zakresu modernizacji L^P₁ do L^P₄ dopuszcza warianty niecałkowitej likwidacji przeciążeń, podczas gdy budowa nowego ciągu liniowego znosi je całkowicie. Analogicznej analizie powinny zostać poddane wszystkie elementy L^W_n, których wyłączenia powodują powstawanie przeciążeń innych elementów sieci.

Jeżeli dla przeciążającego się elementu L^P_i udało się uzgodnić koordynację wszystkich wyłączeń L^W₁ do L^W_n, powodujących przeciążenia, to jego modernizację można odsunąć w czasie. Pozostałe elementy przeciążające się, dla których nie zdołano uzgodnić koordynacji wszystkich wyłączeń, należy uszeregować pod względem ważności przeprowadzenia inwestycji w taki

sposób, by inwestowane środki były wydatkowane w sposób najbardziej efektywny. Przykład danych do analizy zestawiono w tab. 3, która zawiera procentowy podział całkowitej energii, zagrożonej nieprzesłaniem pomiędzy przedziały określone wielkościami przeciążeń. Możliwe zakresy modernizacji są wielkościami dyskretnymi, wynikającymi ze zmiany temperatur pracy lub przekroju przewodów⁸.

Miarą efektywności inwestycji jest wskaźnik wyznaczany jako stosunek łącznych kosztów modernizacji i zaniechania modernizacji do energii odzyskanej (zagrożonej nieprzesłaniem w wariantcie bezinwestycyjnym, którą uda się przesłać po wykonaniu inwestycji):

$$w_i^k = \frac{Km_i^k + c * Kz_i^{k+}}{c * \sum_n \sum_k E_{P,i}^{n,k}} \quad (2)$$

gdzie:

w_i^k – wskaźnik efektywności inwestycji polegającej na modernizacji linii i w wariantcie k⁹, Km_i^k – koszt modernizacji linii i w wariantcie k, Kz_i^{k+} – koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k (koszt nieprzesłania wymaganej ilości energii), E_{P,i}^{n,k} – energia zagrożona nieprzesłaniem liną i przy wyłączeniu elementu n, której przesłanie będzie możliwe po zrealizowaniu wariantu modernizacji k, i – numer przeciążającej się linii, n – numer wyłączanego elementu sieci, k – wariant modernizacji linii o numerze i gwarantujący wzrost zdolności przesyłowych o określoną wartość, c – czas życia inwestycji sieciowej [lata].

Koszt Kz_i^{k+} zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k jest związany z energią zagrożoną nieprzesłaniem¹⁰ i jest rodzajem kary dla operatora systemu za nieprzesłanie wymaganej ilości energii. Suma nakładów inwestycyjnych i kosztów zaniechań

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Łączny czas przeciążeń w roku [h/a]	Jednorazowy średni czas przeciążeń	Energia zagrożona nieprzesłaniem w zależności od wielkości przeciążeń											
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
LW ₁	2,9	13		47%	24%	20%	6%	3%	1%						
LW ₂	4,4	32		56%	27%	13%	3%	1%							
LW ₃	2	6		63%	26%	5%	5%								
LW ₄	5,4	41		32%	25%	17%	11%	6%	5%	3%	1%				
LW _n		60													
Suma		152		44%	25%	16%	7%	4%	2%	1%	0%				

Tab. 3. Zestawienie przeciążeń elementu sieci L^P_i związanych z wyłączeniami elementów sieci L^W_n

⁸ Dla przykładu dla przewodu 240 mm² zwiększenie temperatury pracy z 40°C do 60°C lub 80°C skutkuje latem wzrostem obciążalności odpowiednio do 170% i 200% pierwotnej obciążalności.

⁹ Przez wariant modernizacji rozumie się przyrost zdolności przesyłowych w stosunku do stanu przed modernizacją.

¹⁰ W przypadku, gdy wariant modernizacji k nie zapewnia całkowitej likwidacji przeciążeń linii i.

inwestycji konstytuują łączny koszt poniesiony przez operatora. Energia odzyskana (przesłana) $E_{P,i}^{n,k}$ stanowi korzyść. Wskaźnik w_i^k obrazuje efektywność wydatkowania środków inwestycyjnych w horyzoncie czasowym c . Koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k może być wyznaczany jako funkcja:

$$K_{z,i}^{k+} = f(E_{N,i}^{n,k}, C_K) \quad (3)$$

gdzie:

$E_{N,i}^{n,k}$ – ilość nieprzesłanej energii linią i przy wyłączeniu elementu n , ze względu na niedostateczny zakres modernizacji k , C_K – kara na nieprzesłanie energii; $E_{N,i}^{n,k} \leq E_{P,i}^{n,k}$.

Rodzaj funkcji opisującej zależność kosztów niedostarczenia energii powinien zostać dobrany empirycznie. Wzrost zakresu inwestycji spowoduje wzrost Km_i^k , spadek $K_{z,i}^{k+}$, przy równoczesnym wzroście $E_{P,i}^{n,k}$ (wzór (2)). Jeżeli jednak funkcja wyznaczenia $K_{z,i}^{k+}$ będzie preferowała głęboki zakres inwestycji (znaczna wartość $K_{z,i}^{k+}$ przy stosunkowo niewielkiej $E_{N,i}^{n,k}$), może to prowadzić do znacznego wzrostu kosztów inwestycyjnych, przy nieznacznym przyroście energii „odzyskanej” $E_{P,i}^{n,k}$ 11.

6. Wnioski

Zarządzanie ryzykiem inwestycji na podstawie wyników analiz stochastycznych polega w szczególności na:

1. identyfikacji zagrożeń, których można unikać bezinwestycyjnie przez zarządzanie planowymi wyłączeniami elementów sieci i odsunięcie w czasie inwestycji, dla których istnieją alternatywne techniczne rozwiązania obniżenia prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń
2. optymalizacji zakresu modernizacji lub rozbudowy sieci WN z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń i ich potencjalnych skutków (zwiększenie lub zmniejszenie zakresu inwestycji w stosunku do wyników analiz deterministycznych)

3. priorytetyzacji inwestycji ze względu na koszty i poprawę wskaźników funkcjonowania sieci, polegającej np. na udzieleniu pierwszeństwa modernizacji linii przeciążającej się w niewielkim stopniu przez stosunkowo długi czas w roku, przed linią mogącą się znacznie przeciążyć przez krótki czas w roku (niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia).

W efekcie należy oczekiwać poprawy efektywności inwestowania w rozwój sieci WN.

Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn i wielkości zagrożeń. Wynikiem analiz ryzyka zakresu inwestycji prowadzonych na podstawie stochastycznych metod symulacji pracy sieci są:

1. rozkłady prawdopodobieństwa obciążeń (przeciążeń) linii w kategoriach wielkości, czasu trwania i energii zagrożonej nieprzesłaniem
2. wytyczne dotyczące koordynacji planowania wyłączeń elementów sieci, pozwalające na unikanie (zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia) przeciążeń:
 - a) tablica zabronionych kombinacji wyłączeń par elementów sieci
 - b) tablice dozwolonych wyłączeń w funkcjach : obszarowego zapotrzebowania na moc odbiorców oraz poziomu generacji lokalnej
3. wytyczne dotyczące działań komplementarnych dla koordynacji wyłączeń, pozwalających na przykład na konstruowanie programów zarządzania obciążeniem (DSR):
 - a) szacunkowy roczny czas i wielkość redukcji mocy pobieranej przez odbiorców
 - b) jednorazowy czas ograniczeń (skłonność odbiorcy do przystąpienia do programu)
 - c) wolumen energii utraconej w roku
 - d) częstość występowania ograniczeń.

Bogdan Czarnecki

mgr inż., MBA

Institut Energetyki Institut Badawczy oddział Gdańsk

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990), absolwent studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002).

Od 2000 roku jest kierownikiem Zakładu Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Piotr Zieliński

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność elektroenergetyka. Zatrudniony w ENERGA-OPERATOR SA na stanowisku kierownika Biura Rozwoju. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje m.in.: planowanie długoterminowe, obliczenia inżynierskie, operacyjny rozwój sieci elektroenergetycznej 110 kV oraz optymalizacja gospodarki mocą bierną.

¹¹ W efekcie możliwe jest doprowadzenie do sytuacji, w której wzrostowi zdolności przesyłowych nie towarzyszy prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc (ze względu na wzrost cen energii zawierających koszty rozbudowy systemu), co w efekcie może prowadzić do przewymiarowania inwestycji w stosunku do rzeczywistych (prognozowanych na etapie analiz rozwoju systemu) potrzeb.

Technical Risk Management in the Process of Planning Distribution Grid Development

Keywords

risk management, distribution grid, development planning

Abstract

Risk management requires quantifying threats in categories of probability of occurrence of threat causes, and consequences resulting from the critical occurrences. The greatest threat is posed by the events with a high probability and at least major consequences, as well as events of considerable consequences and at least major probability. In this context, risk management involves undertaking steps aimed at lowering the probability of threatening occurrences and/or minimisation of potential consequences. In the case of risk management related to HV grid development, the most important threat is grid overload.

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii napowietrznych 110 kV

Autorzy

Adam Babś

Tomasz Samotyjak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

dynamiczna obciążalność linii, model cieplny linii, prognozowanie obciążenia

Streszczenie

W artykule uzasadniono celowość i potrzebę wykorzystywania w prowadzeniu ruchu sieci 110 kV dynamicznej obciążalności linii. Szczegółowo opisano wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii z wykorzystaniem wyłącznie pomiaru warunków pogodowych. Opisano niektóre aspekty doboru wartości liczbowych współczynników występujących w modelu cieplnym linii, wykorzystywanym do wyznaczania dynamicznej obciążalności linii oraz odległości przewodu od ziemi. Opisano kolejne etapy wdrożenia systemu wyznaczania dynamicznej obciążalności linii, związane m.in. z wyborem pręseł krytycznych, tj. pręseł, w których ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych jest większe niż w przypadku innych pręseł tej samej linii, oraz optymalnym rozmieszczeniem stacji pogodowych będących źródłem danych dla wyznaczania dynamicznej obciążalności linii.

Opisano również inne zastosowania wyznaczania dynamicznej obciążalności linii związane z monitorowaniem jej zagrożenia wystąpieniem oblodzenia (szadzi) oraz prognozowania obciążenia linii w określonym horyzoncie czasowym. Prognozowanie dopuszczalnego obciążania linii jest jednym z elementów planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

Sformułowano wnioski co do wyboru metody wyznaczania dynamicznej obciążalności linii oraz sposobu wdrożenia i wykorzystania w prowadzeniu ruchu sieci elektroenergetycznej.

Wprowadzenie

Liczba zjawisk nieprzewidywalnych w systemach przesyłu energii elektrycznej w ostatnich latach wzrosła. Do znanych już czynników powodujących niepewność, takich jak zjawiska atmosferyczne (wichury, ekstremalnie wysokie temperatury, czy opady śniegu i tworzenie się lodu), doszły nowe związane z działalnością człowieka, m.in.: wzrost generacji odnawialnej o dużej zmienności wynikającej z prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego, czy też dążenie do wymuszania za pomocą dedykowanych urządzeń (np. FACTS¹, UPFC²) kierunku przepływu mocy i jej wielkości, zgodnie z wymogami handlowymi.

W tych warunkach operacyjne planowanie prowadzenia ruchu systemu jest dużym wyzwaniem, a wszelkie środki, które zredukują konsekwencje nieuniknionych błędów planowania, wynikających z powyższych czynników, są bardzo pożądane. Jednym ze sposobów jest objęcie możliwie dużej liczby linii dystrybucyjnych i przesyłowych bieżącym monitorowaniem ich

dopuszczalnej obciążalności oraz planowanie rozplywów przy założeniu warunków, w jakich linie te będą wykorzystywane w planowanym okresie.

Nadrzędnym warunkiem bezpiecznej pracy linii, oprócz oczywistego ograniczenia wynikającego z dopuszczalnej dla danego typu przewodu temperatury jego części przewodzącej, jest zachowanie bezpiecznej odległości do ziemi i obiektów naziemnych znajdujących się pod linią wysokiego napięcia. Odległość ta wynika z obowiązujących norm [1] i dla linii o napięciu nominalnym 110 kV wynosi 5,74 m. Techniczna realizacja takiego wymogu sprowadza się do wyznaczenia maksymalnego prądu, jaki płynąc w linii w danych warunkach pogodowych, nie spowoduje niedopuszczalnego zbliżenia do obiektów pod linią. Tak wyznaczony prąd nazywa się prądem (obciążeniem) dynamicznym linii dla podkreślenia, że jego wartość zmienia się wraz ze zmianą warunków pogodowych.

¹ FACTS – ang. *flexible AC transmission systems*.

² UPFC – ang. *Unified Power Flow Controller*, zespolony regulator przepływu mocy.

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii na znacznym obszarze

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii jest z racji potrzeb i skali przedsięwzięcia zagadnieniem, które można określić jako obszarowe wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii ODOL (obszarowa dynamiczna obciążalność linii, ang. *Wide Area Dynamic Line Rating* – WADLR). Nazwa taka jest właściwa dla skali systemu i koresponduje z dobrze już akceptowaną nazwą WAMS (ang. *Wide Area Measurement System*).

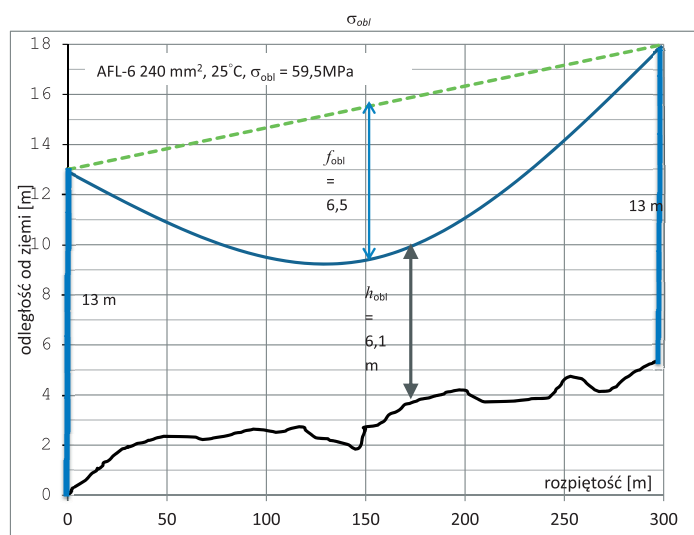
Wartość dynamicznej obciążalności linii, zależna od aktualnych warunków pogodowych, może być obliczona na podstawie znajomości parametru charakterystycznego dla linii, tj. np.: temperatura powierzchni przewodu, naprężenie przewodu, kąt pochylenia względem ziemi czy częstość drgań odcinka linii. Znajomość któregośkolwiek z nich pozwala na wyliczenie dopuszczalnego prądu przy zachowaniu dopuszczalnej odległości od ziemi [2].

Pośrednią metodą wyznaczenia dopuszczalnej obciążalności jest wykorzystanie pomiarów warunków pogodowych oraz wartości prądu płynącego w linii [3]. Podstawową zaletą tej metody jest możliwość objęcia monitoringiem dużej liczby linii przy znacznie mniejszej liczbie punktów pomiaru warunków pogodowych. Wykorzystuje się możliwość oddzielenia miejsca pomiaru warunków pogodowych od miejsc występowania zagrożeń niedopuszczalnego zbliżenia do ziemi. Oddzielenie to ma również tę zaletę, że w specyficznych sytuacjach dane dotyczące warunków pogodowych w danym przęśle, na podstawie których oblicza się dopuszczalną obciążalność, mogą pochodzić z kilku punktów pomiarowych. Brak pomiarów warunków pogodowych w jednym miejscu, w skutek np. awarii zasilania lub niesprawności transmisji danych, może być zastąpiony pomiarami z najbardziej zbliżonej lokalizacji punktu pomiarowego. Poprawia to niezawodność systemu. Jest to szczególnie istotne w odniesieniu do sieci 110 kV, która w krajowym systemie, w niektórych warunkach, pełni rolę sieci przesyłowej.

Sposób wyboru odcinków linii objętych monitoringiem

Wybór odcinków linii, które powinny podlegać monitorowaniu, ma podstawowe znaczenie, gdyż trafność wyboru decyduje o skuteczności i wiarygodności opisywanej metody. Podstawowym kryterium jest ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych w sytuacji, gdy temperatura linii jest w pobliżu temperatury przyjętej jako temperatura projektowa linii. W dalszej części autorzy posługują się pojęciem przęsła krytycznego, definiowanego jako przęsło, w którym ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych jest większe niż w przypadku innych przęseł tej samej linii. Ze względu na możliwość wystąpienia zbliżenia do ziemi o podobnych wartościach w kilku przęsłach linii, celowe jest zakwalifikowanie wszystkich tych przęseł jako przęsła krytyczne. Wyznaczenie przęseł krytycznych odbywa się na podstawie profili linii, tj. wyznaczonych w procesie projektowania linii profili podłużnych umiejscowienia przewodów nad ziemią. Profile

te nie uwzględniają zmian tego położenia spowodowanego np. pęczaniem przewodów lub zmianami na powierzchni gruntu (nowe budowle, przemieszczenie gruntu itp.). Znacznie dokładniejszym źródłem danych dla wyboru przęseł krytycznych są wyniki oblotów linii, czyli wysokiej rozdzielczości zdjęcia infrastruktury elektroenergetycznej z różnej perspektywy, zawierające m.in. informacje o umiejscowieniu przewodów względem ziemi. Pomiary te dokonywane są zazwyczaj przy temperaturze przewodu różnej niż jego temperatura projektowa (np. 40°C). Informacje pozyskane w czasie oblotów mogą być przetworzone do postaci pokazanej przykładowo na rys. 1, na którym zaznaczono maksymalny zwis $f_{obl} = 6,5$ m oraz odległość od ziemi w miejscu największego zbliżenia $h_{obl} = 6,1$ m. Pokazane przęsło jest typowym przęsłem linii 110 kV z przewodami stalowo-aluminiowymi AFL – 6 240 mm² o rozpiętości 300 m i wysokości zawiesia przewodów nad poziomem gruntu 13 m. Przęsło to jest fragmentem linii zaprojektowanej i zbudowanej dla dopuszczalnej granicznej temperatury przewodów fazowych +40°C. Zarejestrowana w trakcie oblotów temperatura powierzchni przewodu wynosiła 25°C, co odpowiada naprężeniu $\sigma_{obl} = 59,5$ MPa.



Rys. 1. Przykład wizualizacji położenia przewodu względem ziemi

W celu wyznaczenia przęseł krytycznych temperaturę powierzchni przewodu, zmierzoną w warunkach oblotu t_{obl} , przelicza się na temperaturę t_{dop} , odpowiadającą odległości od ziemi 5,74 m. Przeliczenie to wykorzystuje następujące zależności:

$$t_{dop} = \frac{\sigma_{obl} - \sigma_{dop} \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{obl}^2} + \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{dop}^2} + \frac{\alpha}{\beta} t_{obl}}{\frac{\alpha}{\beta}} \quad (1)$$

gdzie:

t_{dop} – temperatura odpowiada odległości od ziemi 5,74 m [°C]

t_{obl} – temperatura przewodu w warunkach oblotu linii [°C]

σ_{dop} – naprężenie przewodu dla zwisu dopuszczalnego [MPa].

$$\sigma_{\text{dop}} = \frac{a^2 \cdot g}{8 \cdot f_{\text{dop}}} \quad (2)$$

σ_{obl} – napężenie w warunkach oblotu linii [MPa]

f_{dop} – zwis dopuszczalny (przy odległości od ziemi 5,74 m) [m]

f_{obl} – zwis w warunkach oblotu [m]

a – rozpiętość pozioma przęsła [m]

g – ciężar przewodu na jednostkę długości i jednostkę przekroju
 $\left[\frac{\text{N}}{\text{m mm}^2} \right]$

α – współczynnik wydłużenia cieplnego materiału przewodu
 $\left[\frac{1}{1^\circ\text{C}} \right]$

β – współczynnik wydłużenia sprężystego materiału przewodu
 $\left[\frac{\text{mm}^2}{\text{N}} \right]$

Te przęsła, dla których temperatura t_{dop} jest mniejsza niż temperatura projektowa linii, są przęsłami krytycznymi.

Dla przęsła pokazanego na rys. 1 obliczona temperatura t_{dop} , odpowiadająca odległości od ziemi 5,74 m, wynosi 34°C. Wartość ta została wyliczona na podstawie następujących danych z oblotu: $h_{\text{obl}} = 6,1$ m, $f_{\text{obl}} = 6,5$ m, $t_{\text{obl}} = 25^\circ\text{C}$, $\sigma_{\text{obl}} = 59,5$ MPa.

Przykładowe wyniki obliczeń t_{dop} dla poszczególnych przęseł analizowanej linii przedstawiono na rys. 2.

Temperatura dopuszczalna dla kilku przęseł, w tym dla przęsła pomiędzy słupami 15–16, dla którego przedstawiono szczegółowe wyliczenia, jest mniejsza niż 40°C i przęsła te mogą być zakwalifikowane jako przęsła krytyczne.

Wybór przęseł krytycznych powinien uwzględniać szczególne warunki pogodowe, jakie mogą wystąpić w określonym miejscu linii, zwłaszcza tam, gdzie warunki chłodzenia linii są niekorzystne i wynikają z przebiegu linii w terenie, utrudniającym naturalne chłodzenie, np. w lesie. Przęsła takie również mogą być kwalifikowane jako przęsła krytyczne, zwłaszcza jeśli w tych miejscach zapas temperatury dopuszczalnej jest niewielki. Przy wyborze przęseł krytycznych istotne jest uwzględnienie doświadczeń eksploatacyjnych, a w przypadku wątpliwości co do wyboru nieodzowna jest wizja lokalna.

Sposób wyboru lokalizacji stacji pogodowych

Ze względu na obszarowy charakter wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii proces rozmieszczenia stacji pogodowych, będących źródłem danych dla wyznaczania dynamicznej obciążalności linii, jest niezwykle istotny. Polega na takim rozmieszczeniu stacji, aby mierzone dane pogodowe w jak najlepszy sposób odzwierciedlały warunki pogodowe w przęsłach krytycznych.

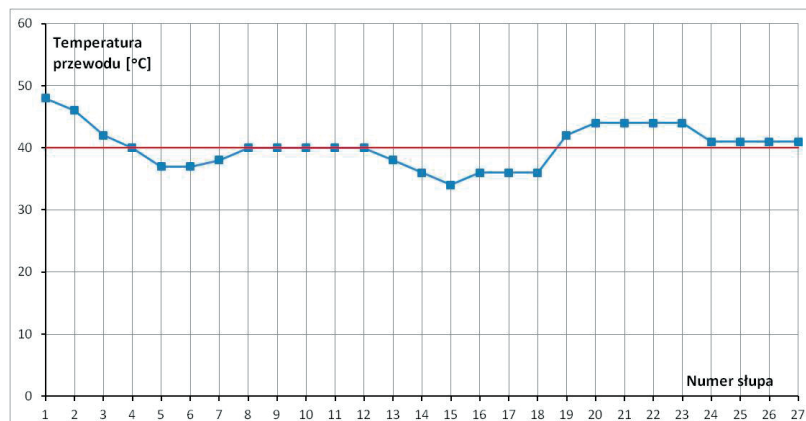
Naturalnym rozwiązaniem jest lokalizacja stacji pogodowych w tych miejscach, gdzie występują przęsła krytyczne, jednakże ze względu na znaczną liczbę przęseł krytycznych, jak również ze względu na niewielkie zróżnicowanie warunków pogodowych w miejscach oddalonych od siebie o kilkanaście lub nawet kilkadziesiąt kilometrów, liczba stacji pogodowych może być znacząco mniejsza.

Podstawowym kryterium doboru optymalnej liczby stacji pogodowych i ich rozmieszczenia na określonym terenie jest spełnienie wymagania, aby w danych warunkach meteorologicznych, w tym samym czasie, różnica pomiędzy pomiarami pochodzącymi z sąsiadujących stacji pogodowych nie przekraczała następujących wielkości granicznych w odniesieniu do każdej z czterech wielkości pomiarowych: temperatura otoczenia 1°C, prędkość wiatru 0,5 m/s, kierunek wiatru 15° oraz natężenie promieniowania słonecznego 100 W/m².

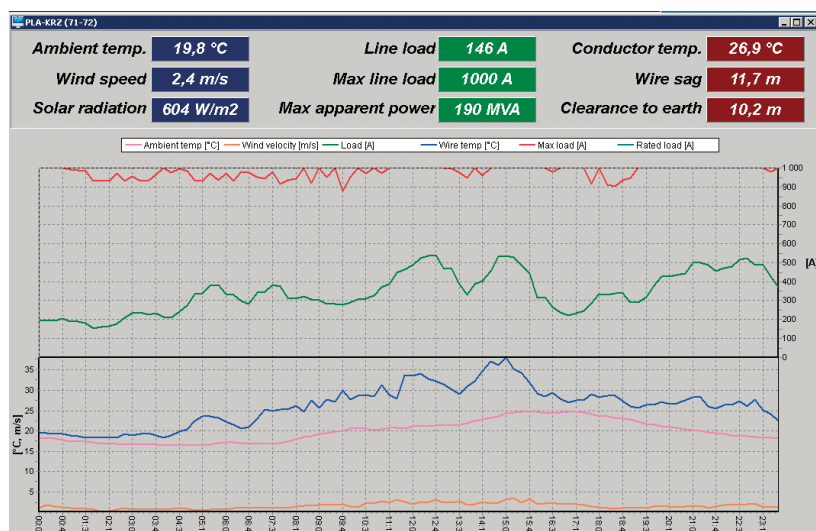
Wartości te definiują stopień dokładności odwzorowania warunków pogodowych na określonym terenie. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że jest to wystarczająca dokładność dla wiarygodnego wyznaczania dynamicznej obciążalności linii.

Przy doborze optymalnej liczby stacji pogodowych, w rozumieniu powyższych kryteriów, oraz ich rozmieszczeniu uwzględnia się charakterystykę klimatyczną oraz warunki fizyko-geograficzne. Dodatkowo uwzględnia się warunki orograficzne miejsc instalacji stacji pogodowych, w szczególności charakter tych miejsc, tj. obszary miejskie, leśne, otwarte przestrzenie itp.

Rozmieszczenie stacji z uwzględnieniem powyższych kryteriów prowadzi do takiego rozmieszczenia, w którym odległości pomiędzy poszczególnymi stacjami nie przekraczają 25 km. Pozwala to na pokrycie obszaru ok. 15 tys. km² przez ok. 25 stacji



Rys. 2. Maksymalna temperatura przewodu dla przęseł linii przy dopuszczalnej odległości od ziemi 5,74 m



Rys. 3. Przykład prezentacji wartości pomierzonych i obliczonych

pogodowych (obszary działania operatorów ENEA i ENERGA wynoszą odpowiednio 58 tys. km² i 77 tys. km²). Analiza zróżnicowania pomiarów pochodzących ze stacji rozmieszczonych wg opisanych wyżej kryteriów wskazuje, że osiągnięte zróżnicowanie pomiaru warunków pogodowych mieści się w założonych granicach.

Do lokalizacji stacji pogodowych wykorzystuje się takie dane jak współrzędne GPS, ukształtowanie terenu, lokalizacja słupów linii 110 kV, które są zawarte w przestrzennych bazach danych dostępnych w ramach pakietów oprogramowania geoinformacyjnego GIS (np. QGIS lub ArcGIS). Pakiety te umożliwiają gromadzenie, przetwarzanie (tworzenie, selekcję, identyfikowanie, edytowanie, przeglądanie, zarządzanie), wyświetlanie, analizowanie, interpretowanie i udostępnianie danych przestrzennych, a tym samym wspomagają proces wyboru miejsca instalacji stacji pogodowych.

Wyznaczanie ryzyka powstawania szadzi na przewodzie

Stacje pogodowe, poprzez wyliczenie temperatury punktu rosy, tj. temperatury powietrza, przy której wystąpi stan nasycenia parą wodną, umożliwią oszacowanie ryzyka wystąpienia szadzi na przewodach. Proces kondensacji pary wodnej na powierzchni przewodu zaczyna się w momencie, gdy temperatura przewodu spadnie poniżej temperatury punktu rosy [4]. Duże prawdopodobieństwo powstania szadzi jest wówczas, gdy spełnione są jednocześnie następujące warunki:

1. temperatura powierzchni przewodu jest mniejsza niż temperatura punktu rosy
2. temperatura otoczenia jest w zakresie (-2 ÷ -10)°C
3. prędkość wiatru jest mniejsza niż 0,5 m/s
4. jest godzina pomiędzy godzinami 22 a 8.

Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia linii

Podstawowym celem monitorowania jest dostarczenie dyspozytorowi informacji o aktualnym stanie wykorzystania zdolności przesyłowych linii oraz informowanie o zagrożeniu bezpiecznej pracy linii, rozumianej jako zbliżanie się do granicznej odległości do ziemi lub możliwości przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu prowadzącej do jego zniszczenia.

Celowi temu służy bieżący pomiar warunków pogodowych, przypisanie ich do uprzednio wyznaczonych pręseł krytycznych linii, a następnie wyliczenie dopuszczalnego w tych warunkach obciążenia linii. Poprzez porównanie z aktualnym stanem możliwe jest wyznaczenie zapasu obciążalności linii.

Wyznaczenie obciążalności linii wymaga znajomości danych konstrukcyjnych linii, tj.: rodzaju przewodu fazowego (np. AFL-6, AFL-8) i przekroju nominalnego przewodu fazowego. Konieczna jest również znajomość danych topograficznych linii, takich jak usytuowanie linii w terenie względem stron świata, rozpiętość pręseł krytycznych i wysokość zawiesia przewodów nad poziomem gruntu.

Zazwyczaj wynikami obliczeń są: bieżąca temperatura powierzchni przewodu, odległość przewodu od ziemi w pręśle krytycznym oraz stopień wykorzystania zdolności przesyłowej linii wyrażony np. w procentach odniesionych do obliczonej na podstawie warunków pogodowych dynamicznej obciążalności linii. Przykład prezentacji wartości pomierzonych i obliczonych przedstawiono na rys. 3.

Dopuszczalne obciążenie dla danej linii jest wynikiem obliczeń dopuszczalnego obciążenia dla każdego z pręseł krytycznych linii i wyznaczenia wartości minimalnej. Dla obliczeń przyjmuje się jeden z dwu modeli cieplnych [5]:

1. Model zgodny ze standardem IEEE nr 738 z 2006 roku [6], dla obliczania zależności prądu od temperatury

2. Model zgodny z zaleceniami CIGRE [7] dla obliczeń temperatury przewodu w stanie ustalonym.

Modele te zakładają zachowanie w warunkach statycznych bilansu cieplnego pomiędzy chłodzeniem a nagrzewaniem linii. Model cieplny zgodny z IEEE zawiera następujące składniki bilansu:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_C + P_r + P_w \quad (3)$$

Model cieplny zgodny z CIGRE natomiast uwzględnia:

$$P_J + P_S = P_C + P_r \quad (4)$$

gdzie:

Nagrzewanie:

P_J – spowodowane przepływem prądu (ciepło Joule'a)

P_M – magnetyczne

P_S – słoneczne

P_i – od wyładowań

Chłodzenie:

P_C – przez konwekcję

P_r – przez promieniowanie

P_w – przez parowanie.

W równaniach opisujących te składniki bilansu występują zmienne związane z mierzonymi warunkami pogodowymi (temperatura zewnętrzna T_a , promieniowanie słoneczne S , prędkość i kierunek wiatru), zmienna przedstawiająca wartość skuteczną płynącego prądu oraz wielkości stałe opisujące własności materiału przewodu. Model uwzględnia również współczynnik absorpcji cieplnej powierzchni przewodu α_s , wykorzystywany do wyznaczania nagrzewania słonecznego P_S , oraz współczynnik emisji cieplnej powierzchni przewodu ϵ , wykorzystywany do wyznaczania chłodzenia przez promieniowanie P_r .

Wyznaczenie współczynników α_s i ϵ dla różnych rodzajów przewodów było możliwe przy wykorzystaniu redundantnych pomiarów temperatury przewodu i bezpośrednich pomiarów zwisu przewodu oraz porównaniu ich z wielkościami wyznaczonymi na podstawie modelu obliczeniowego.

Stwierdzono, że dla linii 110 kV z przewodami typu AFL-6 współczynnik absorpcji cieplnej α_s jest proporcjonalny do przekroju poprzecznego. Współczynnik emisji cieplnej ϵ powierzchni przewodu zależy nie tylko od przekroju powierzchni przewodu, ale również od stanu powierzchni przewodu. Doświadczalnie stwierdzono, że współczynnik emisji cieplnej ϵ rośnie wraz z wiekiem przewodów, osiągając dla przewodów ponad 20-letnich wartość ok. 20% większą w stosunku do przewodów nowych. Wyznaczenie wartości liczbowych tych współczynników pozwoliło na opracowanie dokładnych modeli dopasowanych dla różnych rodzajów przewodów.

Istotne znaczenie dla dokładności obliczeń z wykorzystaniem modelu ma fakt, że temperatura rdzenia przewodu jest

większa niż temperatura powierzchni przewodu. Różnica tych dwu temperatur jest wprost proporcjonalna do ciepła wydzielanego w części przewodzącej przewodu, tj. w aluminium. Przyrost temperatury rdzenia w odniesieniu do temperatury powierzchni zależy również od przekroju przewodu i może osiągać wartości 0,5–7°C.

Prognozowanie dopuszczalnego obciążenia

Programowanie pracy systemu dystrybucyjnego może i powinno wykorzystywać obszarową dynamiczną obciążalność linii, tj. taką obciążalność, która będzie dopuszczalna w spodziewanych (prognozowanych) warunkach pogodowych w okresie, dla którego planowana jest praca systemu. Do obliczenia dopuszczalnych, spodziewanych obciążalności wykorzystuje się ten sam model matematyczny, jaki został zastosowany dla monitorowania obciążalności, z tym że zamiast pomierzonych warunków pogodowych przyjmuje się warunki pogodowe wynikające z prognozy. Prognozy pogody są pozyskiwane od firm meteorologicznych, a następnie weryfikowane i ulepszone na podstawie rzeczywistych danych historycznych pomierzonych i skonfrontowanych z historycznymi prognozami.

Cykl wyznaczania bieżącej prognozy obciążalności linii wynika z częstości otrzymywania prognozy. Zazwyczaj jest to prognoza 24-godzinna (48-godzinna), aktualizowana co 12 godzin. Prognozy dedykowane są do przypisanych im obszarów, np. kwadratów o boku 14 km. Mając prognozę pogody dla całego obszaru działania OSD, możliwe jest wyznaczenie prognoz dopuszczalnej obciążalności dla wszystkich linii i przyjęcie tych wartości w analizach rozptylowych związanych z planowaniem pracy systemu, w tym z analizami wykorzystującymi kryterium n-1.

Wnioski

Opisany w artykule sposób wyznaczania obszarowej dynamicznej obciążalności linii, na podstawie bieżących pomiarów warunków pogodowych, w miejscach nieodległych od miejsc krytycznych (newralgicznych) jest szczególnie przydatny tam, gdzie pożądane jest monitorowanie dużej liczby linii przy ograniczonych nakładach inwestycyjnych. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania możliwe jest efektywnie technicznie i kosztowo zapewnienie bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego, zarówno w warunkach bieżącej pracy, jak i dla spodziewanych (prognozowanych) warunków. Posługiwanie się w prowadzeniu ruchu sieci dystrybucyjnej dynamiczną obciążalnością linii prowadzi do lepszego, bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii.

System taki może złagodzić problemy związane z przyłączeniem farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Szczególnie efektywne jest wdrożenie systemu ODOL w przypadku konieczności zarządzania generacją farm wiatrowych w sytuacji, gdy farmy wiatrowe, wykorzystując dobre warunki wietrzne, pracują z mocą zbliżoną do znamionowej, a jednocześnie przewody linii przesyłowej są chłodzone intensywniej niż przy bezwietrznej pogodzie.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 50341-1:2013-03E Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV, część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
 2. CIGRE, Paris, Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring System, *Technical Brochure 498*, czerwiec 2012.
 3. Babs A., Weather-based and conductor state measurement methods applied for dynamic line rating forecasting, 2011 The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Pekin, październik 2011.
 4. CIGRE, Paris, Systems for Prediction and Monitoring of Ice Shedding, Anti-Icing and De-Icing for Overhead Power Line Conductors and Ground wires, *Technical Brochure 438*, grudzień 2010.
 5. Babś A., Samotyjak T., Wyznaczanie dynamicznego obciążenia linii w oparciu o model cieplny linii uwzględniający pomiary stanu linii, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2011, nr 11.
 6. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-1993, IEEE Standard Board 1993.
 7. CIGRE, Paris, Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines, *Technical Brochure 601*, grudzień 2014.
-

Adam Babś

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: a.babs@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej. Od wielu lat pracuje w Gdańskim Oddziale Instytutu Energetyki, kierując jednym z zakładów. Łącząc prace badawcze z praktyką inżynierską, nabył duże doświadczenie praktyczne, pracując jako realizator projektów z dziedziny automatyki energetycznej w wielu miejscach na świecie.

Od wielu lat publikuje artykuły na konferencjach krajowych i zagranicznych oraz bierze czynny udział w pracach grupy roboczej CIGRE. Jest członkiem Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, uczestnicząc w przygotowaniu norm związanych z komunikacją w energetyce. Autor i współautor kilkudziesięciu opracowań naukowo-badawczych, ok. 100 artykułów opublikowanych w literaturze technicznej krajowej i zagranicznej, a także współautorem 4 patentów.

Obecnie jego zainteresowania zawodowe dotyczą wdrożeń w zakresie techniki fazorów synchronicznych, dynamicznej obciążalności linii przesyłowych oraz inteligentnych systemów pomiarowych.

Tomasz Samotyjak

dr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: t.samotyjak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Sterownia i Teleinformatyki Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z teleinformatyką w energetyce i dynamiczną obciążalnością linii.

Dynamic Rating of 110 kV Overhead Lines

Keywords

dynamic line rating, thermal line model, load forecasting

Abstract

The herein paper justifies the need of using, within the 110 kV networks, dynamic line rating model along the power lines. The work describes in detail the way in which the dynamic line rating is determined, basing the process solely on measurement of the weather conditions. Some aspects related to selection of the numerical values of the coefficients present in the heat model of the power-lines, which is being used to determine the dynamic line rating and the distance between the ground and the conductor, have been described.

Subsequent stages of implementation of the system used to determine the dynamic line rating of the power lines have also been described. These include *inter alia* selection of the critical spans of the overhead lines, in case of which risk of exceeding the distance to the crossed-over objects is higher than in case of the other spans of the very same power line. Additionally optimal displacement of the weather-reporting stations, that are the source of the data used to determine the dynamic line rating of the lines, has been described.

The herein work also deals with applications of the dynamic line rating for the power line related to the dangerous situation in case of which rime (ice) would be accumulated on the conductors. The forecasting procedures, regarding the load imposed on the power-lines, within a defined time period are also considered by the present paper. Forecasting the permissible load for the power lines is one of the main elements of planning an energy transmission system.

Conclusions have been drawn, regarding selection of methodology which is to be used to determine the dynamic line rating the way of implementing and using these conclusions within the scope of maintaining the electric energy network.

Analiza możliwości redukcji napięć indukowanych w wielotorowych wielonapięciowych liniach napowietrznych

Autorzy

Rafał Tarko
Waldemar Szpyra
Wiesław Nowak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

linie elektroenergetyczne, linie elektroenergetyczne wielotorowe, linie elektroenergetyczne wielonapięciowe, redukcja napięć indukowanych

Streszczenie

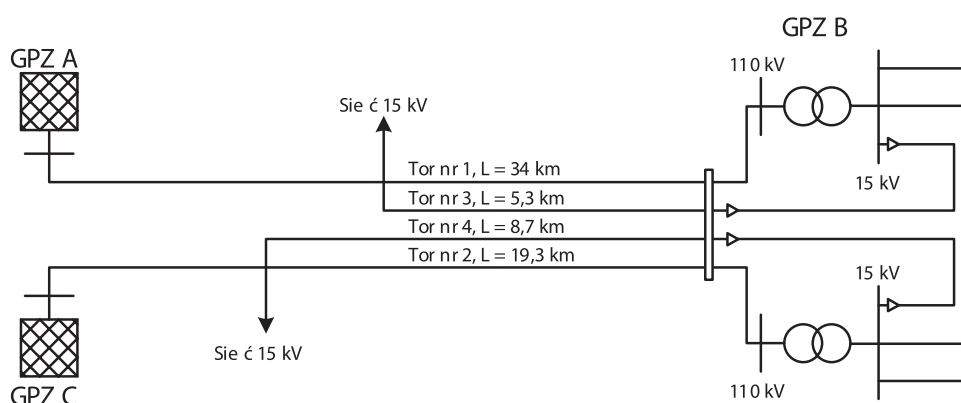
W artykule przedstawiono zagadnienia oddziaływań elektromagnetycznych w czterotorowej, dwunapięciowej linii elektroenergetycznej. Rozwiązania takie są coraz częściej stosowane w praktyce, ze względu na trudności w uzyskaniu terenu pod budowę nowych linii elektroenergetycznych. Linie tego typu posiadają jednak również wady, wśród których należy wymienić oddziaływania elektromagnetyczne występujące pomiędzy torami i ich skutki w postaci indukowania napięć. Zagadnienia te rozważono w odniesieniu do istniejącej linii czterotorowej o dwóch poziomach napięć 110 kV i 15 kV. Przedstawiono wyniki badań skutków oddziaływań w układzie rzeczywistym oraz analizę wybranych sposobów redukcji napięć indukowanych w torach linii 15 kV.

1. Wstęp

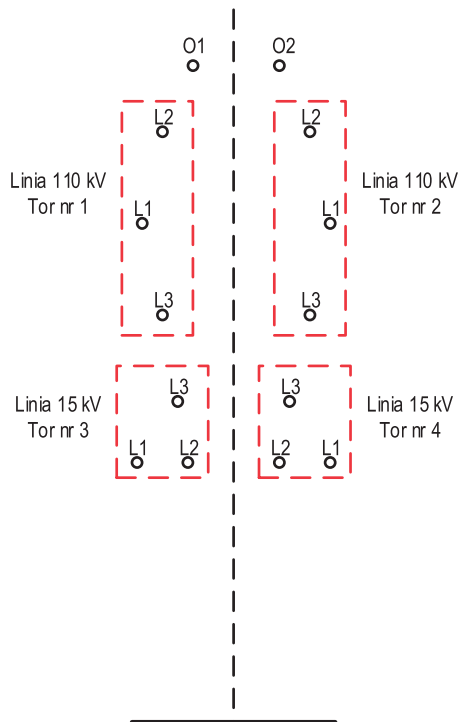
Trudności w budowie nowych linii elektroenergetycznych coraz częściej wymuszają zastosowanie specyficznych rozwiązań, np. w postaci usytuowania projektowanej linii w pasie technologicznym linii istniejącej [1, 2], czy konstrukcji linii wielotorowych o różnych poziomach napięć znamionowych. Rozwiązania takie implikują jednak wiele problemów, wśród których szczególnie należy podkreślić oddziaływania elektromagnetyczne i ich skutki w postaci indukowania napięć i prądów [3, 4, 5]. W niniejszym artykule zagadnienia te zostaną przedstawione w odniesieniu do istniejącej linii czterotorowej o dwóch poziomach napięć 110 kV i 15 kV.

Przedmiotem analizy jest fragment sieci 110 kV i 15 kV, której schemat przedstawiono na rys. 1. W sieci tej wyodrębniono stacje elektroenergetyczne GPZ A, GPZ B, GPZ C oraz cztery linie napowietrzne, oznaczone jako tory nr 1–4.

Tor nr 1 i tor nr 2 to linie 110 kV zasilające GPZ B, natomiast tor nr 3 i tor nr 4 stanowią linie 15 kV zasilające sieci rozdzielcze średniego napięcia. Na odcinku o długości 8,7 km, mierzonej od GPZ B, tory 110 kV i 15 kV są umieszczone na wspólnej konstrukcji wsporczej, początkowo w postaci linii czterotorowej, a następnie trójtorowej. Rozmieszczenie przewodów w linii przedstawiono na rys. 2 i fot. 1.



Rys. 1. Schemat analizowanej sieci z czterotorową linią 110–15 kV



Rys. 2. Układ przewodów czterotorowej linii 110–15 kV



Fot. 1. Słup rozpatrywanej linii na odcinku trójtorowym (dwa toru 110 kV, jeden tor 15 kV)

Usytuowanie linii 15 kV pod liniami 110 kV daje ewidentne korzyści z punktu widzenia wykorzystania dostępnego dla lokalizacji terenu. Posiada jednak wiele wad, wśród których można wymienić konieczność wyłączenia toru 110 kV w przypadku wykonywania prac na znajdującym się pod nim torze 15 kV oraz indukowanie w odłączonych od zasilania torach 15 kV napięć, wywołanych oddziaływaniem elektromagnetycznym linii 110 kV. Szczególnie ten drugi aspekt ma dotkliwie skutki praktyczne, ze względu na występowanie napięć na odłączonej od zasilania linii, a w dalszej konsekwencji na brak możliwości jej uziemienia. W stosowanych obecnie rozwiązaniach rozdzielnic, w polach liniowych są stosowane stacjonarne uziemniki, których zamknięcie jest dozwolone jedynie w warunkach braku napięcia na jego styku stałym. Blokada napędu uziemnika współpracuje najczęściej z przekaźnikiem blokady łączeniowej, uniemożliwiając zamknięcie uziemnika, jeżeli napięcia fazowe uziemianej linii są wyższe niż 10% wartości napięcia znamionowego.

Sytuacja powyższa zaistniała w sieci przedstawionej na rys. 1, gdzie wystąpił brak możliwości uziemienia torów 15 kV. Przyjęto hipotezę, że przyczyną takiego stanu rzeczy są napięcia indukowane wskutek oddziaływania elektromagnetycznego torów 110 kV.

2. Badanie oddziaływań w układzie istniejącym

W celu potwierdzenia słuszności przyjętej hipotezy wykonano badania oddziaływań elektromagnetycznych torów 110 kV na tory 15 kV. Obejmowały one pomiary napięć i prądów



Fot. 2. Stanowisko do badań skutków oddziaływań w czterotorowej linii 110–15 kV

indukowanych w torze nr 4 o napięciu 15 kV oraz weryfikację obliczeniową otrzymanych wyników. Pomiary na linii 15 kV wykonano przy jednym ze słupów, na stanowisku zawierającym niezbędną aparaturę łączeniową oraz pomiarową (fot. 2). Rozważono cztery warianty pracy poszczególnych torów linii 110–15 kV, przedstawione w tab. 1. Wyniki pomiarów wraz z wynikami obliczeń otrzymanych za pomocą opracowanego modelu matematycznego zestawiono w tab. 2–5.

Wariant	Linie 110 kV		Linie 15 kV	
	Tor nr 1	Tor nr 2	Tor nr 3	Tor nr 4
1	pod napięciem	• odłączona • obustronnie uziemiona	pod napięciem	• odłączona • jednostronnie uziemiona
2	pod napięciem	• odłączona • obustronnie uziemiona	pod napięciem	• odłączona • odziemiona
3	pod napięciem	pod napięciem	pod napięciem	• odłączona • odziemiona
4	pod napięciem	pod napięciem	pod napięciem	• odłączona, • jednostronnie uziemiona

Tab. 1. Warianty pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Faza	Napięcia indukowane		Prądy indukowane po uziemieniu przewodów na stanowisku pomiarowym	
	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone
L1	5,2 V	8,1 V	0,55 A	0,82 A
L2	7,6 V	10,5 V	1,23 A	1,35 A
L3	2,5 V	7,2 V	0,27 A	0,42 A
L1-L2	3,2 V	2,6 V	–	–
L2-L3	6,0 V	3,4 V	–	–
L3-L1	3,7 V	0,9 V	–	–

Tab. 2. Wartości indukowanych napięć i prądów dla wariantu nr 1 pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Faza	Napięcia indukowane		Prądy indukowane po uziemieniu przewodów na stanowisku pomiarowym	
	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone
L1	915 V	954 V	0,02 A	0,022 A
L2	1484 V	1505 V	0,03 A	0,045 A
L3	1860 V	1924 V	0,04 A	0,063 A
L1-L2	594 V	552 V	–	–
L2-L3	449 V	483 V	–	–
L3-L1	984 V	981 V	–	–

Tab. 3. Wartości indukowanych napięć i prądów dla wariantu nr 2 pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Faza	Napięcia indukowane		Prądy indukowane po uziemieniu przewodów na stanowisku pomiarowym	
	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone
L1	4026 V	4224 V	0,08 A	0,114 A
L2	4020 V	4116 V	0,08 A	0,108 A
L3	7095 V	6991 V	0,20 A	0,233 A
L1-L2	48 V	261 V	–	–
L2-L3	3111 V	2884 V	–	–
L3-L1	3161 V	2768 V	–	–

Tab. 4. Wartości indukowanych napięć i prądów dla wariantu nr 3 pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Faza	Napięcia indukowane		Prądy indukowane po uziemieniu przewodów na stanowisku pomiarowym	
	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone
L1	6,0 V	8,7 V	0,84 A	0,60 A
L2	9,0 V	10,9 V	1,50 A	1,14 A
L3	4,7 V	8,0 V	0,40 A	0,45 A
L1-L2	3,8 V	2,6 V	–	–
L2-L3	7,0 V	3,5 V	–	–
L3-L1	3,9 V	0,9 V	–	–

Tab. 5. Wartości indukowanych napięć i prądów dla wariantu nr 4 pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Badania wykazały, że podczas eksploatacji czterotorowej dwunapięciowej linii elektroenergetycznej 110–15 kV dochodzi do indukowania w torach 15 kV napięć i prądów mogących wpłynąć na eksploatację tej linii. Podstawowe znaczenie ma oddziaływanie pojemnościowe pomiędzy pracującymi torami 110 kV a wyłączonymi i nieuziemiającymi torami 15 kV, w których indukowane są napięcia rzędu kilku kilowoltów. Napięcia te istotnie utrudniają eksploatację linii 15 kV, m.in. przez brak

możliwości uziemienia linii ze względu na obecność napięcia powyżej 10% wartości napięcia znamionowego. Napięcia te stanowią również zagrożenie porażeniowe dla pracowników wykonujących prace na linii. Uziemienie jedno- lub dwustronne torów 15 kV eliminuje oddziaływanie pojemnościowe, lecz uwidacznia się wówczas oddziaływanie magnetyczne. Wartości indukowanych napięć są rzędu kilku-, kilkunastu woltów i są proporcjonalne do wartości prądów płynących w torach 110 kV.

Badania umożliwiły także weryfikację i udokładnienie modelu matematycznego analizowanych sieci 110 kV i 15 kV. Obliczenia prowadzone z jego wykorzystaniem dają wyniki zbliżone z pomiarami w sieci rzeczywistej. Dotyczy to zwłaszcza sprzężeń pojemnościowych, charakteryzujących się największymi wartościami napięć indukowanych na przewodach linii wyłączonych spod napięcia. W dalszej analizie posłużono się właśnie tymi modelami.

3. Analiza wybranych możliwości ograniczania oddziaływań elektromagnetycznych

Wykorzystując opracowany i przetestowany w praktyce model komputerowy rozważanej sieci, przeprowadzono analizę sposobów ograniczenia lub całkowitej eliminacji negatywnych skutków oddziaływania pomiędzy torami linii 110 kV a torami linii 15 kV. Sprawdzone zostały różne warianty, z których w dalszej części artykułu przedstawiono następujące sposoby:

- przeplecenie torów oraz zmiana kolejności faz w torach 110 kV
- zmiana układu przewodów w torach 15 kV i 110 kV
- zmiana pionowej odległości między torami 15 kV i 110 kV
- zainstalowanie baterii kondensatorów równoległych w torach 15 kV.

3.1. Wpływ przeplecenia torów oraz zmiany kolejności faz w liniach 110 kV

Analiza wykazała, że przeplecenie torów 110 kV na jednym ze słupów nie wpływa na wartości napięć indukowanych w odłączonych i niezziemionych torach linii 15 kV, a uzyskane wyniki są praktycznie identyczne jak dla pierwotnie eksploatowanego układu (tab. 6). Poza tym przeplecenie skutkowałoby koniecznością wyłączenia obu torów linii 110 kV w przypadku wykonywania prac na jednym z torów linii 15 kV.

	Napięcie fazowe torów 15 kV		
	Przewód L1	Przewód L2	Przewód L3
Układ przewodów obecnie eksploatowany	4676 V	4790 V	7550 V
Przeplot torów linii 110 kV	4673 V	4788 V	7546 V
Zmieniona kolejność faz w linii 110 kV	3801 V	3537 V	5857 V

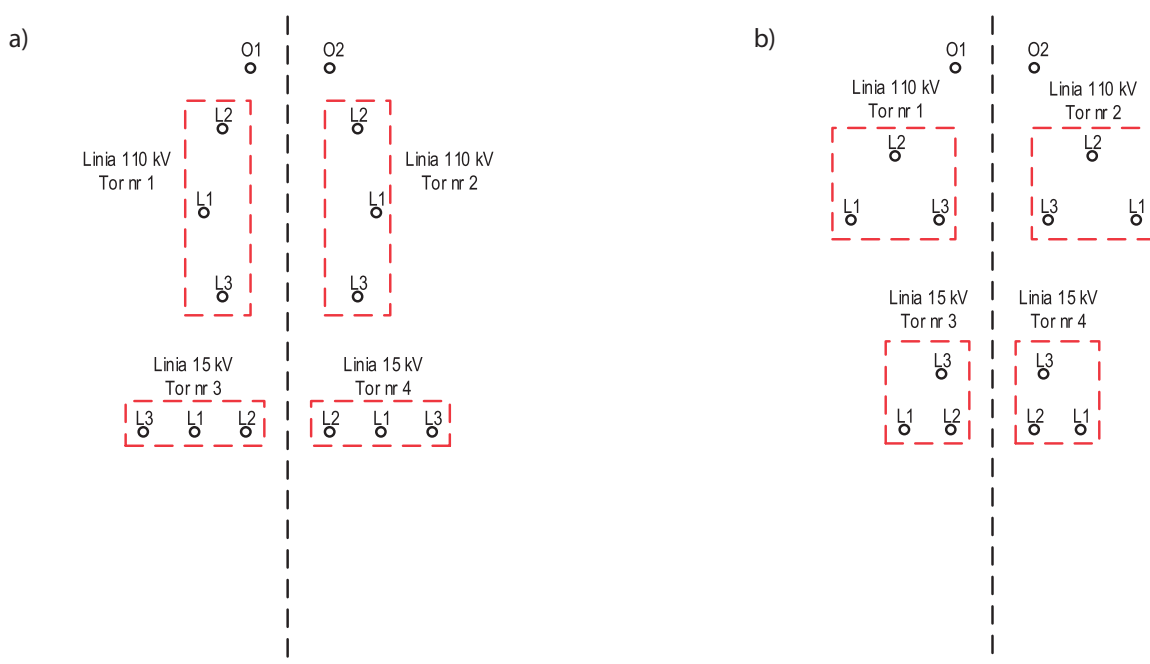
Tab. 6. Porównanie wartości napięć indukowanych w odłączonych od napięcia i niezziemionych torach 15 kV w układzie z przeplotem i przy zmienionej kolejności faz torów 110 kV

Przeanalizowano również wpływ kolejności przewodów fazowych w torach 110 kV. Najkorzystniejszy z punktu widzenia napięć indukowanych w torach 15 kV jest układ, w którym znajdujące się najniżej przewody fazowe torów 110 kV są różnionimienne (tab. 6). Jednak zachodzące w tym przypadku ograniczenie wartości napięć jest niewystarczające. Ponadto różnica w napięciach indukowanych jest zauważalna tylko w sytuacji, gdy obydwa tory 110 kV pozostają pod napięciem, natomiast sytuacja nie zmienia się, gdy jeden z torów 110 kV jest odłączony od napięcia i uziemiony obustronnie.

3.2. Wpływ układu przewodów w torach 110 kV i 15 kV

Analiza obejmowała zbadanie wpływu układu przewodów torów 110 kV i 15 kV na wartości napięć indukowanych. Konfigurację przewodów w analizowanych wariantach przedstawiono na rys. 3. Uzyskane wyniki, odniesione do wartości występujących w układzie istniejącym, przedstawiono w tab. 7.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że zmiana układu przewodów wpływa na poziom napięć fazowych i międzyfazowych



Rys. 3. Układ przewodów linii 110 kV i 15 kV: a) płaski, b) trójkatny

Faza	Napięcia indukowane w torach 15 kV dla układu przewodów		
	istniejącego	płaskiego torów 15 kV	trójkątnego torów 110 kV
L1	4699 V	4930 V	2422 V
L2	4792 V	5332 V	2641 V
L3	7553 V	3994 V	4468 V
L1-L2	171 V	585 V	731 V
L2-L3	2761 V	1380 V	1916 V
L3-L1	2879 V	966 V	2509 V

Tab. 7. Wartości indukowanych napięć indukowanych dla różnych konfiguracji przewodów fazowych

Faza	Napięcia indukowane dla odległości przewodów torów 15 kV	
	istniejącej	założonej
L1	4699 V	2736 V
L2	4792 V	2823 V
L3	7553 V	4621 V
L1-L2	171 V	109 V
L2-L3	2761 V	1798 V
L3-L1	2879 V	1886 V

Tab. 8. Wartości indukowanych napięć dla różnych wysokości przewodów torów 15 kV

indukowanych w torach linii 15 kV. Należy jednak zauważyć, że zmniejszenie ich wartości nie wpływa na poprawę warunków eksploatacji analizowanych linii, ponieważ napięcia nadal osiągały wartości uniemożliwiające uziemienie torów 15 kV.

3.3. Wpływ pionowej odległości między torami 110 kV i 15 kV

Przy analizie wpływu wysokości zawieszenia przewodów torów 15 kV na wartości napięć indukowanych założono konfigurację identyczną jak w układzie istniejącym (rys. 2). Założono maksymalne obniżenie przewodów torów 15 kV, ograniczone wyłącznie minimalnym ich zbliżeniem do ziemi, przy niezmięnionej wysokości torów 110 kV. Otrzymane wyniki obliczeń zestawiono w tab. 8.

Zachodząca w tym przypadku redukcja wartości napięć indukowanych wynika ze zwiększenia odległości pomiędzy torami linii 110 kV i 15 kV. W założonej konfiguracji przestrzennej torów wartości napięć indukowanych we wszystkich przewodach uległy obniżeniu o ok. 40%. Nadal jednak poziom ich wartości uniemożliwia uziemienie torów 15 kV.

3.4. Wpływ kondensatorów dołączanych do torów 15 kV

Celem analizy było zbadanie możliwości redukcji indukowanych napięć w wyniku dołączania kondensatorów do odłączonych od zasilania i nieziemionych torów 15 kV. Założono, że zastosowana bateria będzie złożona z trzech połączonych w gwiazdę kondensatorów jednofazowych o napięciu znamionowym 9122 V. Analizę przeprowadzono dla dwóch wartości mocy dołączanych kondensatorów, wynoszących: 40 kVAr (1,55 μ F) na fazę oraz 80 kVAr (3,10 μ F) na fazę. Uzyskane obliczeniowo wyniki napięć indukowanych przedstawiono w tab. 9.

Analiza pokazała istotny wpływ dołączonych pojemności na wartości napięć indukowanych zarówno fazowych, jak i międzyfazowych w torach linii 15 kV. Przedstawione wyniki uzyskano przy założeniu uziemienia punktu gwiazdowego dołączonych kondensatorów. Jeżeli punkt gwiazdowy kondensatora

Faza	Wartości napięć indukowanych w torach 15 kV dla układu					
	istniejącego		z baterią kondensatorów 3 · 40 kVAr (3 · 1,55 μ F)		z baterią kondensatorów 3 · 80 kVAr (3 · 3,10 μ F)	
	obliczone	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone	zmierzone
L1	4699 V	3885 V	222,4 V	201 V	111,7 V	101 V
L2	4792 V	3945 V	213,4 V	200 V	106,3 V	96 V
L3	7553 V	6840 V	436,2 V	428 V	219,6 V	218 V
L1-L2	171 V	30 V	18,4 V	2 V	20,5 V	0,9 V
L2-L3	2761 V	2985 V	224,4 V	230 V	115,6 V	120 V
L3-L1	2879 V	3060 V	213,9 V	230 V	108,1 V	119 V

Tab. 9. Wartości napięć indukowanych w torach 15 kV z dołączonymi bateriami kondensatorów

nie zostanie uziemiony, to wartości napięć fazowych nie zmieniają się znacząco w stosunku do układu istniejącego, ale napięcia międzyfazowe będą zbliżone do zamieszczonych w tab. 3 i 4. Należy zauważyć, że dołączenie kondensatorów stanowi najbardziej efektywny sposób na obniżenie napięć indukowanych poniżej poziomu 866 V (10% napięcia znamionowego), umożliwiającego uziemienie linii 15 kV w stacji zasilającej. Z tego powodu przeprowadzono dla niego pomiary w układzie rzeczywistym. Procedura badawcza była podobna do opisanej w rozdziale 2. Różnica polegała jedynie na dołączaniu baterii kondensatorów o mocy 40 kVAr albo o mocy 80 kVAr. Wybrane wyniki przeprowadzonych pomiarów przedstawiono w tab. 9. Pomiary potwierdziły możliwość zastosowania równoległych baterii kondensatorów jako skutecznego sposobu obniżenia wartości napięć indukowanych w badanej sieci, a także efektywne działanie blokady napędu uziemnika.

4. Podsumowanie

Przeprowadzone pomiary i obliczenia wykazały, że podczas eksploatacji czterotorowej dwunapięciowej linii elektroenergetycznej 110–15 kV dochodzi do indukowania w torach 15 kV napięć o wartościach rzędu kilku kilowoltów. Napięcia indukowane utrudniają eksploatację linii 15 kV przez brak możliwości jej uziemienia linii.

Wykorzystując opracowany zweryfikowany model komputerowy, przeprowadzono analizę wybranych sposobów ograniczenia negatywnych skutków oddziaływania pomiędzy torami wysokiego napięcia a torami średniego napięcia. Stwierdzono, że zastosowanie przeplecenia torów lub faz w rozważanej linii oraz zmiana konfiguracji przewodów na słupach nie prowadzi od istotnego ograniczenia wartości napięć indukowanych pojemnościowo.

Wykazano, że dołączenie kondensatorów o mocy 40 kVAr połączonych w gwiazdę, istotnie zmniejsza wartości napięć indukowanych (zarówno fazowych, jak i międzyfazowych) w wyłączonych torach linii 15 kV. Należy zauważyć, że dołączenie kondensatorów może stanowić dobry sposób na obniżenie poziomu napięć indukowanych w przewodach fazowych do wartości umożliwiającej uziemienie w stacji linii 15 kV. W analizowanej linii dołączenie baterii o mocy 40 kVAr przyniosło zadowalające efekty, lecz w przypadku podobnych problemów pojawiających się w innych liniach tego typu niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowych badań.

Istotnym skutkiem oddziaływania jest również zagrożenie porażeniowe pracowników. W przypadku wykonywania prac

eksploatacyjnych lub remontowych na torach 15 kV należy liczyć się z występowaniem niebezpiecznych napięć dotykowych i prądów rażeniowych. Ma to miejsce przede wszystkim przy braku uziemienia torów 15 kV, jednak zagrożenie może również wystąpić przy jednostronnym uziemieniu, np. podczas zakładania oraz demontażu przenośnych uziemiaczy na stanowisku pracy.

BIBLIOGRAFIA

1. Nowak W., Tarko R., Analysis of the feasibility of locating 110 kV line in 400 kV right-of-way in terms of electromagnetic interaction, *Acta Energetica* 2013, nr 1/14, s. 102–113.
2. Nowak W., Tarko R., Analiza możliwości lokalizacji linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV w aspekcie oddziaływań elektromagnetycznych, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2013, nr 32, s. 19–22.
3. Bąchorek W. i in., Problemy projektowania i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych w aspekcie pól elektromagnetycznych, V Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne linie napowietrzne”, PTPIREE, Dźwirzyno, 15 maja 2012 r., s. 6–1, 6–11.
4. Szostek T., Kurpanik B., Wojciechowski J., Analiza indukowanych napięć w obustronnie odłączonej linii 750 kV Chmielnicka Elektrownia Jądrowa – Rzeszów, *Energetyka* 1988, nr 10, s. 365–370.
5. Nowak W. i in., Analiza warunków eksploatacyjnych linii 110 kV Klikowa-Połaniec i 220 kV Klikowa-Niziny w aspekcie oddziaływania elektromagnetycznego, *Energetyka* 2006, nr 2, s. 118–123.

Rafał Tarko

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale w 2007 roku. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.

Wiesław Nowak

dr hab. inż., prof. n.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (1988), a następnie stopnie naukowe doktora (1995) oraz doktora habilitowanego (2006) w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1987 roku jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975), a stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki tej samej uczelni (1998). Obecnie adiunkt w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną i efektywnością przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Analysis of Possibilities to Reduce the Voltages Induced in Multi-circuit and Multi-voltage Overhead Lines

Keywords

power lines, multi-circuit power lines, multi-voltage power lines, induced voltage reduction

Abstract

This paper presents the issues of electromagnetic interactions in four-circuit and dual-voltage power line. Such solutions are increasingly used in practice, due to difficulties in land acquisition for the construction of new power lines. Lines of this type, however, have some disadvantages, incl. the electromagnetic interactions between the circuits and voltages induced as their consequence. These issues are considered in relation to an existing four-circuit, 110 kV and 15 kV line. Results of the studies of the interaction effects in a real system, and the analysis of selected ways to reduce the voltage induced in 15 kV line circuits are presented.

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

• WPŁYW ZWARĆ 1-FAZOWYCH NA WARUNKI PRACY WYDZIELONEJ SIECI 110 KV, NORMALNIE PRACUJĄCEJ ZE SKUTECZNIE UZIEMIONYM PUNKTEM NEUTRALNYM, PRZEJŚCIOWO ZASILANEJ Z SIECI SKOMPENSOWANEJ 110 KV Wilhelm Rojewski, Marian Sobierajski	109
• PROBABILITY CONSTRAINED LOAD FLOW ON THE BASIS OF TRACING METHOD Irina Golub, Oleg Voitov, Evgeny Boloev	115
• OBLICZENIA ROZPŁYWU PRĄDÓW ZWARCIOWYCH W PRZEWODACH ODGROMOWYCH LINII WN Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny, Krzysztof Dobrzyński	122
• POPRAWA JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH ZASILAJĄCYCH PRĄDU PRZEMIENNEGO Piotr Fabijański	129
• PROBLEMATYKA KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński	137
• OPTIMALIZACJA KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ, WYBRANE WYNIKI DLA SIECI ROZDZIELCZYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA Waldemar Szpyra, Wojciech Bąchorek, Aleksander Kot	145
• PROBLEMATYKA DOBORU ZABEZPIECZEŃ DŁAWIKÓW KOMPENSACYJNYCH PRACUJĄCYCH W SIECIACH NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński	152
• WARUNKI REZONANSOWE W WĘZLE Z KOMPENSATOREM SVC Robert Kowalak	158
• WYKORZYSTANIE TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ SKOŚNĄ DO STEROWANIA PRZEPŁYWAMI MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Maksymilian Przygodzki, Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki	165
• PORÓWNANIE MOŻLIWOŚCI PRZESYŁOWYCH DWÓCH UKŁADÓW REGULACYJNYCH: TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ POPRZECZNĄ ORAZ TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ WZDŁUŻNĄ Marcin Sarnicki, Ryszard Zajczyk, Bartosz Tarakan, Krzysztof Tarakan	173
• STUDIUM WYKORZYSTANIA PRZESZTAŁNIKA MACIERZOWEGO DO BUDOWY PRZESUWNIA FAZOWEGO Tomasz Sieńko, Jerzy Szczepanik	178
• WPŁYW OTOCZENIA SIECIOWEGO NA PRACĘ ŁĄCZA HVDC. STUDIUM PRZYPADKU Maksymilian Przygodzki, Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki	187
• AUTOMATYKA SYNCHRONIZACJI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W UJĘCIU KOMPLEKSOWYM I JAKOŚCIOWYM Grzegorz Grzegorzycza	195
• BADANIA MODELOWE DZIAŁANIA SCO W POŁĄCZONYM SYSTEMACH KRAJÓW EUROPY KONTYNTENTALNEJ Marek Gład, Robert Trębski	202
• OCENA WPŁYWU NIEPEWNOŚCI PARAMETRÓW MODELU MATEMATYCZNEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO NA STABILIZATORY SYSTEMOWE PSS2A Adrian Nocoń, Stefan Paszek	208
• STEROWANIE I MONITORING OBIEKTÓW ENERGETYCZNYCH WG STANDARDU LFC Dariusz Wojtanowicz, Roman Skakowski, Edward Ziaja	215

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Wpływ zwarć 1-fazowych na warunki pracy wydzielonej sieci 110 kV, normalnie pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, przejściowo zasilanej z sieci skompensowanej 110 kV

Autorzy

Wilhelm Rojewski
Marian Sobierajski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieć skompensowana, sieć skutecznie uziemiona, punkt neutralny sieci, zwarcie 1-fazowe

Streszczenie

W artykule rozważane są warunki współpracy niemieckiej skompensowanej sieci 110 kV z polską siecią 110 kV skutecznie uziemioną. Zakłada się, że wydzielony od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci będzie przejściowo zasilany z pracującej w normalnym układzie drugiej sieci. Wskazuje się na zagrożenia, jakie towarzyszą zwarciom 1-fazowym w tak połączonych sieciach. Szczególną uwagę zwraca się na warunki pracy ograniczników przepięć i przekładników napięciowych w pozbawionej uziemienia punktu neutralnego polskiej sieci 110 kV, zasilanej ze skompensowanej sieci operatora niemieckiego.

Wprowadzenie

Trwała współpraca Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z systemami krajów sąsiednich odbywa się na poziomie sieci przesyłowych 220 kV i 400 kV, podczas gdy – ze zrozumiałych względów – nie stosuje się połączeń międzysystemowych liniami 110 kV. Natomiast lokalna współpraca operatorów przygranicznych sieci 110 kV może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa zasilania odbiorców, a nierzadko ma też sens komercyjny. Organizując taką współpracę, należy przygotować wyizolowany od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci, który będzie przejściowo zasilany z pracującej w normalnym układzie (połączonej z własnym systemem elektroenergetycznym) drugiej sieci. Role sieci zasilanej i zasilającej będą zamienne.

Stosunkowo łatwo można zorganizować taką współpracę w przypadku sieci 110 kV, o takim samym sposobie pracy punktu neutralnego oraz podobnym standardzie wyposażenia w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową (EAZ). Przykłady takiej współpracy istnieją np. między operatorami polskim i czeskim, których sieci 110 kV pracują ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym. Sytuacja komplikuje się, gdy jedna z sieci 110 kV jest siecią skutecznie uziemioną, a druga skompensowaną, jak to ma miejsce w przypadku sąsiedztwa sieci polskiej i niemieckiej.

Rozpatrując zasilanie wydzielonej części polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej niemieckiej sieci 110 kV, dochodzi się do następujących ustaleń:

- W stanie bezzakłóceniovym praca połączonych sieci nie stwarza zagrożeń.

- Mając na uwadze możliwość wystąpienia zwarć, w tym zwarć 1-fazowych, żaden transformator w wydzielonej sieci polskiej nie może mieć uziemionego punktu gwiazdowego po stronie 110 kV.
- Dla polskiej sieci 110 kV zwarcia doziemne mogą się okazać groźnymi, niezależnie od miejsca wystąpienia (w sieci polskiej lub niemieckiej). Występujące w tych warunkach ustalone przepięcia w fazach zdrowych całej sieci o współczynniku $k_u = \sqrt{3}$ mogą zagrażać sieci polskiej, dostosowanej do przepięć o współczynniku $k_u \leq 1,4$.
- EAZ polskiej sieci 110 kV nie jest przystosowana do identyfikacji i eliminacji zwarć doziemnych w rozważanych warunkach, natomiast zabezpieczenia ziemnozwarciowe w skompensowanej sieci niemieckiej działają na sygnał. Eliminacja doziemień odbywa się w drodze działań operacyjnych, ze znacznym opóźnieniem.

Rozważania zasilania wydzielonego obszaru sieci niemieckiej 110 kV ze skutecznie uziemionej sieci polskiej prowadzą do następujących ustaleń:

- W stanie bezzakłóceniovym praca połączonych sieci nie stwarza zagrożeń
 - W razie wystąpienia zwarć 1-fazowych w skompensowanej sieci niemieckiej uziemienia i zabezpieczenia w tej sieci mogą się okazać niedostosowane do dużych prądów zwarciovych.
- Problem połączenia sieci 110 kV skutecznie uziemionej z siecią skompensowaną nie jest całkiem nowy. W okresie powojennym, na terenie Górnego Śląska miała miejsce taka potrzeba i problem rozwiązano za pomocą specjalnego transformatora sprzęgającego 110 kV/110 kV. To rozwiązanie radykalnie eliminuje wiele

problemów, ale ma bardzo istotną wadę – jest drogie. Szacuje się, że w przypadku transformatora o mocy rzędu 160 MVA całkowity koszt zabudowy i wyposażenia może wynosić ok. 10 mln zł.

W artykule podjęto próbę odpowiedzi na pytanie, czy istnieje alternatywne rozwiązanie niewymagające ponoszenia takich kosztów. W tym celu rozpoznano zagrożenia, jakie mogą się pojawić podczas współpracy sieci normalnie pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym i przejściowo pozbawionej uziemienia punktu neutralnego z siecią skompensowaną. Następnie określono niezbędne działania w celu wyeliminowania lub ograniczenia tych zagrożeń.

Napięciowe warunki zakłócenia w sieci 110 kV

W warunkach roboczych w sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym U_n może występować napięcie wyższe od napięcia znamionowego. Uwzględniając czynniki zakłócenia, dopuszczalną długotrwale wartość napięcia roboczego sieci oraz kwestię koordynacji izolacji sieci i urządzeń regulują normy [1, 2]. Wartości wielkości charakterystycznych, zdefiniowanych przez ww. normy, dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV podano w tab. 1.

Zamieszczone w tab. 1 wartości są wartościami skutecznymi napięcia międzyfazowego i odpowiadają im, po podzieleniu przez $\sqrt{3}$, wartości skuteczne napięcia fazowego.

W sieciach ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym nakłada się określone ograniczenia na dopuszczalne wartości współczynnika przebiegów ustalonych podczas zwarć 1-fazowych, co wymaga zachowania stosownych relacji zwarciovych impedancji Z_0/Z_1 . Wymagane relacje uzyskuje się przez bezpośrednie uziemienie punktów gwiazdowych wybranych transformatorów. Zgodnie z zapisem IRiESP [8] oraz IRiESD [9] wartość graniczną współczynnika przebiegów ustalonych oraz warunki konieczne dla jego uzyskania w sieci 110 kV określają relacje:

$$k_u = \frac{U_{maxf}}{U_{nf}} \leq 1,4; \quad 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{oraz} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad (1)$$

Nominalne napięcie sieci U_n (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie sieci U_s (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie urządzeń U_m (wartość skuteczna)	Znamionowe wytrzymałowe krótkotrwałe napięcia częstotliwości sieciowej (wartość skuteczna)	Znamionowe wytrzymałowe napięcia udarowe piorunowe 1,2/50 μ s (wartość szczytowa)
kV	kV	kV	kV	kV
110	123	123	(185) 230	(450) 550

Uwaga: Jeżeli wartości podane w nawiasach są niewystarczające do wykazania, że wymagane międzyfazowe napięcia wytrzymałowe są zadowalające, to konieczne jest przeprowadzenie dodatkowych prób wytrzymałości izolacji międzyfazowej.

Tab. 1. Znormalizowane poziomy izolacji w sieci 110 kV [1, 2]

gdzie:

U_{maxf} – największa wartość skuteczna napięcia fazowego podczas zwarcia 1-fazowego, U_{nf} – znamionowa wartość skuteczna napięcia fazowego.

Wartość napięcia w nieziemionym punkcie gwiazdowym transformatora pracującego w sieci skutecznie uziemionej można określić z zależności:

$$U_0 = Z_0 I_0 = \frac{1}{2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1} U_f \quad (2)$$

Przyjmując z warunków skutecznego uziemienia (1) graniczne wartości ilorazu X_0/X_1 otrzymuje się oszacowanie największych wartości napięcia w nieziemionym punkcie gwiazdowym transformatora:

$$U_0 = \frac{1}{2 \frac{1}{3} + 1} U_f = 0,6 \cdot U_f \quad (3)$$

W sieci nieziemionej skutecznie (izolowanej, skompensowanej lub uziemionej przez rezystancję), co w warunkach polskich odnosi się do sieci rozdzielczych średnich napięć, współczynnik ustalonych przebiegów ziemnozwarciowych w fazach zdrowych wynosi $k_u = \sqrt{3}$. Taka sytuacja jest wynikiem bardzo dużych relacji zwarciovych impedancji dla składowej zerowej do impedancji dla składowej zgodnej Z_0/Z_1 w tych sieciach. Z uwagi na fakt, że w Niemczech sieci 110 kV pracują w większości przypadków jako sieci skompensowane, współczynnik ustalonych przebiegów ziemnozwarciowych w tych sieciach należy przyjąć $k_u = 1,73$. Konsekwentnie, napięcie w punkcie gwiazdowym transformatorów podczas zwarcia 1-fazowego wyniesie $U_0 = U_f$.

Zasady doboru przekładników napięciowych w sieci 110 kV

Podstawowe parametry elektryczne przekładników napięciowych definiuje norma [3]. W zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci wybiera się przekładnik o odpowiednim współczynniku zwarcia doziemnego k_n i dopuszczalnym czasie trwania przebiegu. Współczynnik k_n określa największą krotkość pierwotnego napięcia roboczego, przy którym przekładnik ma wymaganą wytrzymałość termiczną w odpowiednim czasie oraz wymaganą dokładność. Znormalizowane wartości znamionowych współczynników napięciowych dla wybranych przypadków podano w tab.2.

W przypadku polskiej sieci 110 kV, pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, napięcie znamionowe pierwotne przekładnika przyjmuje się równe $110/\sqrt{3}$ kV, natomiast najwyższe napięcie robocze równe 123 kV. Uwzględniając współczynnik przebiegów ziemnozwarciowych w sieci skutecznie uziemionej $k_u = 1,4$ oraz działanie zabezpieczeń na wyłączenie zwarć 1-fazowych, standardowo przekładniki włączone między przewody fazowe a ziemię mają współczynnik napięciowy $k_n = 1,5/30$ s. Oznacza to, że mogą podlegać fazowym przebiegom o wartości skutecznej $1,5 \times 110/\sqrt{3} = 95$ kV przez czas nieprzekraczający 30 s.

Znamionowy współczynnik napięciowy k_n	Znamionowy czas	Sposób połączenia uzwojenia pierwotnego i sposób pracy punktu neutralnego sieci
1,2	bez ograniczenia	Między przewodem fazowym a ziemią w sieci ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym
1,5	30 s	
1,9	30 s	
1,2	bez ograniczenia	Między przewodem fazowym a ziemią w sieci z izolowanym punktem neutralnym bez automatycznego wyłączania zwarć doziemnych lub w sieci skompensowanej bez automatycznego wyłączenia zwarć doziemnych

Tab. 2. Znormalizowane wartości znamionowych współczynników napięciowych

W sieci nieuziemionej skutecznie, np. w niemieckiej skompensowanej sieci 110 kV, w której zwarcia 1-fazowe nie są wyłączane automatycznie, przekładniki napięciowe będą miały współczynnik napięciowy $k_n = 1,9/8$ h.

Zasady doboru ograniczników przepięć w sieci 110 kV

Zasady doboru ograniczników przepięć określa norma [4], natomiast wymagane parametry i właściwości ograniczników opisuje norma [5]. W polskiej sieci 110 kV ograniczniki przepięć są instalowane w polach liniowych, w polach transformatorów oraz w punktach gwiazdowych transformatorów trwale lub okresowo izolowanych. Zalecane [6] wartości parametrów ograniczników dla sieci 110 kV zawarto w tab. 3.

W przypadku przepięć dorywczych dopuszcza się przekroczenie napięcia znamionowego ogranicznika. Z typowej charakterystyki współczynnika wytrzymałości na przepięcia chwilowe w funkcji czasu wynika [7], że w czasie do 0,5 s możliwe jest przekroczenie napięcia znamionowego o ok. 10%.

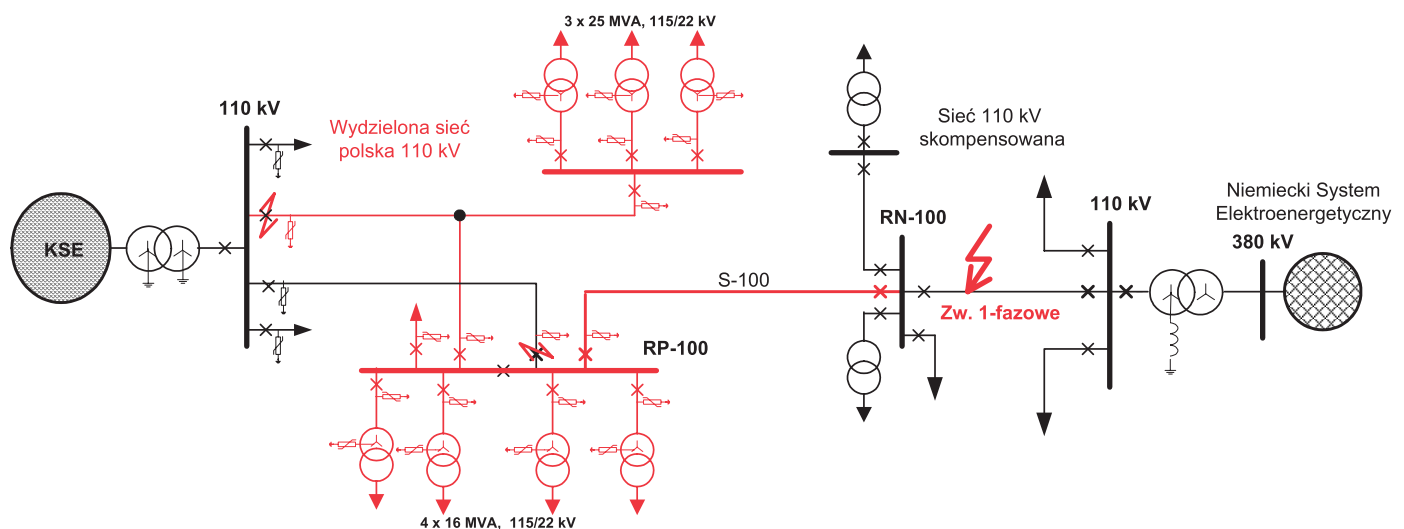
Napięcie znamionowe sieci U_n , kV	110	
Najwyższe napięcie sieci U_s , kV	123	
Współczynnik przepięć ziemnozwarciowych k_u	1,4	
Prąd zwarciový, kA	40	
Ogranicznik przyłączony do:	przewodów roboczych sieci	punktu gwiazdowego transformatora
Napięcie trwałej pracy U_c , kV	≥ 77	≥ 48
Napięcie znamionowe U_p , kV	≥ 96	≥ 60
Znamionowy prąd wyładowczy, kA	10	
Wytrzymałość zwarciový, kA	40	

Tab. 3. Parametry ograniczników przepięć dla sieci 110 kV skutecznie uziemionej [6]

Napięcie znamionowe sieci U_n , kV	110	
Najwyższe napięcie sieci U_s , kV	123	
Współczynnik przepięć ziemnozwarciowych k_u	1,73	
Ogranicznik przyłączony do:	przewodów roboczych sieci	punktu gwiazdowego transformatora
Napięcie trwałej pracy U_c , kV	≥ 123	≥ 72
Napięcie znamionowe U_p , kV	≥ 154	≥ 90

Tab. 4. Wymagane parametry ograniczników przepięć w skompensowanej sieci 110 kV

W przypadku niemieckiej sieci 110 kV, pracującej z kompensacją prądu ziemnozwarciowego, ograniczniki przepięć mają parametry jak w tab. 4.



Rys. 1. Uproszczony schemat układu przyjętego do badań symulacyjnych

Symulacja zwarcia 1-fazowego podczas zasilania wydzielonej polskiej sieci 110 kV z sieci niemieckiej

Rozpatrywany jest układ, w którym wydzielony obszar polskiej sieci 110 kV zasilany jest z sieci niemieckiej. Wszystkie transformatory 110 kV/SN w wydzielonej polskiej sieci mają izolowany punkt gwiazdowy, natomiast sieć niemiecka pracuje w normalnym układzie z kompensacją pojemnościowego prądu zwarcia z ziemią. Ograniczniki przepięć i przekładniki napięciowe w polskiej sieci dobrane są zgodnie z zasadami obowiązującymi w sieci skutecznie uziemionej. Uproszczony schemat układu przyjętego do badań symulacyjnych przedstawiono na rys. 1.

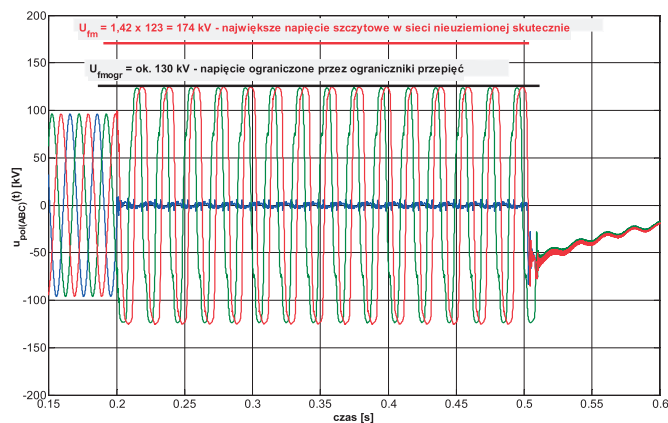
Wykonano symulacje zwarcia 1-fazowego w układzie i badano warunki napięciowe oraz prądowe w obydwu sieciach, z uwzględnieniem działania ograniczników przepięć zainstalowanych w wydzielonej sieci polskiej. Badania wykonano przy użyciu pakietu MATLAB/Simulink, wykorzystując standardowy model ogranicznika przepięć. Symulacje wykonano wg następującego scenariusza:

- 1) w chwili $t = 0,2$ s powstaje zwarcie 1-fazowe w niemieckiej sieci 110 kV
- 2) w chwili $t = 0,5$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej S-100 w rozdzielni RP-100
- 3) w chwili $t = 0,6$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej w rozdzielni RN-100 po stronie niemieckiej.

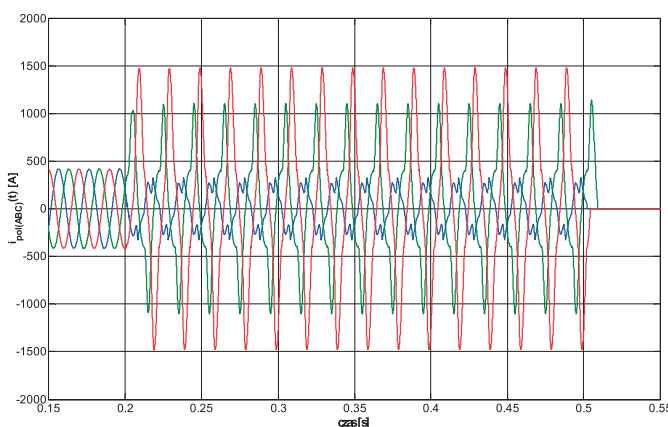
Obserwowane są: napięcia w rozdzielni RP-100 i prądy w linii łączącej S-100; napięcia i prądy w RN-100 i w sieci niemieckiej; napięcia w punktach gwiazdowych transformatorów w sieci polskiej i niemieckiej; prąd ogranicznika przepięć; prąd w miejscu zwarcia; prąd urządzenia kompensującego (cewki gasikowej) w sieci niemieckiej. Wyniki symulacji zamieszczono na rys. 2–9.

Podsumowanie

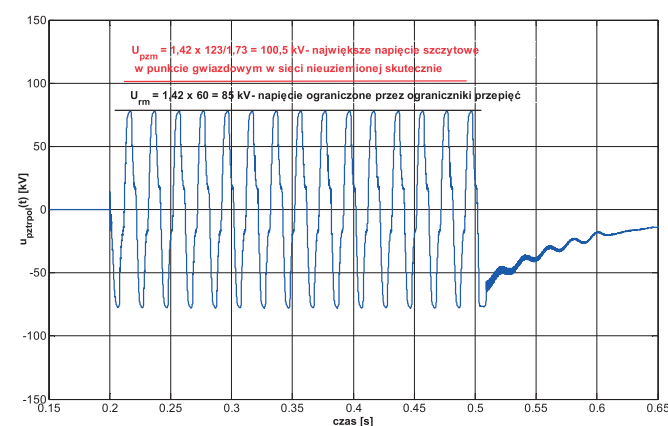
- 1) Zasilanie wydzielonego obszaru polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej sieci 110 kV operatora niemieckiego nie stwarza zagrożenia w normalnych warunkach. Natomiast w razie wystąpienia zwarcia 1-fazowego dojdzie do zadziałania w polskiej sieci ograniczników przepięć w przewodach roboczych i punktach gwiazdowych transformatorów, jeśli parametry tych ograniczników zostały dobrane zgodnie ze standardem dla sieci skutecznie uziemionej.
- 2) W wyniku działania ograniczników przepięć napięcia faz zdrowych oraz w punktach gwiazdowych transformatorów zostają ograniczone do poziomu wynikającego z napięć znamionowych ograniczników. Nie stwarza to zagrożenia dla izolacji sieci i aparatury stacyjnej, w tym przekładników napięciowych, natomiast powoduje silne odkształcenie napięć i prądów, a także wzrost prądów fazowych oraz prądu w miejscu zwarcia.
- 3) Praca ww. układu ze zwarcie 1-fazowym wiąże się ze wzrostem zagrożenia porażeniowego w sieci skompensowanej, a także narażeniem ograniczników przepięć na uszkodzenia. Uwzględniając typową wytrzymałość ograniczników przepięć



Rys. 2. Przebiegi napięć fazowych w rozdzielni RP-100 podczas zwarcia 1-fazowego w sieci 110 kV

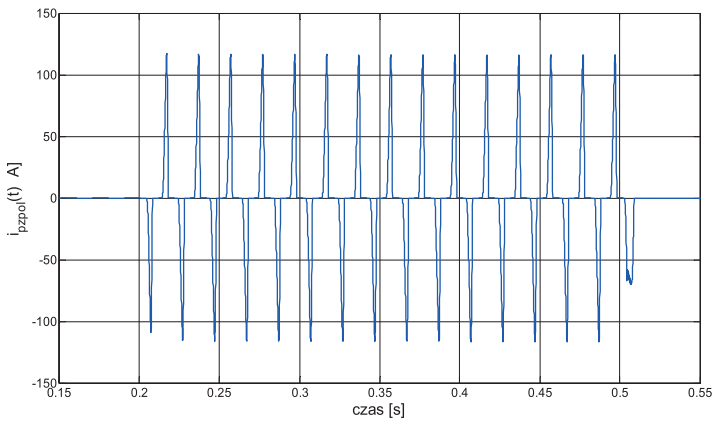


Rys. 3. Przebiegi prądów fazowych w linii SP-100 w rozdzielni RP-100 podczas zwarcia 1-fazowego

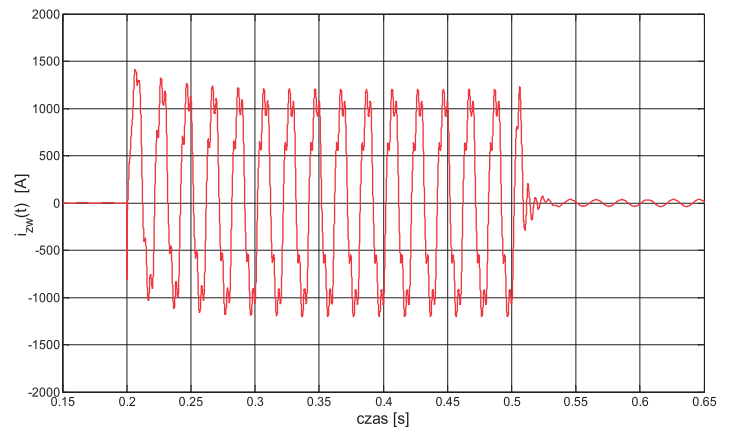


Rys. 4. Przebieg napięcia w punkcie gwiazdowym transformatora w sieci polskiej

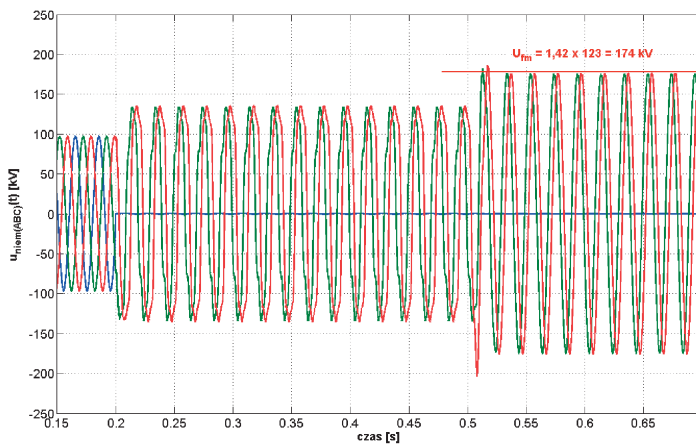
na chwilowe przepięcia, można dopuścić krótkotrwałą, tj. przez czas krótszy od 1 sekundy, pracę takiego układu ze zwarcie 1-fazowym. W tym czasie musi nastąpić rozcięcie połączenia współpracujących układów.



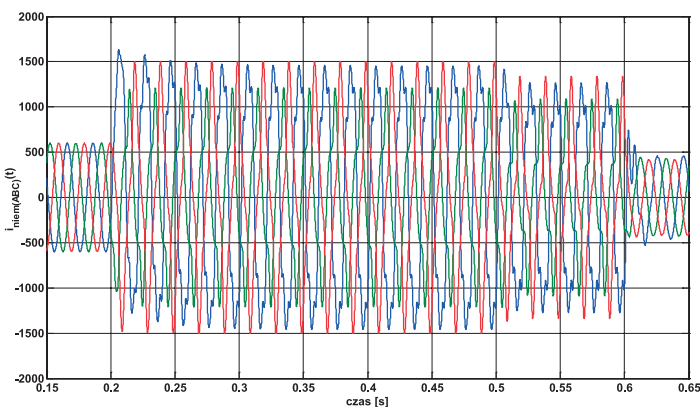
Rys. 5. Przebieg prądu ogranicznika przepięć w punkcie gwiazdowym transformatora



Rys. 8. Przebieg prądu w miejscu zwarcia

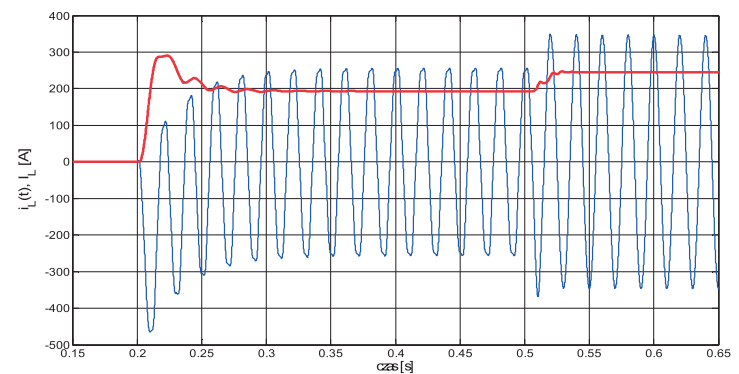


Rys. 6. Przebiegi napięć fazowych w linii S-100 od strony RN-100



Rys. 7. Przebiegi prądów fazowych w sieci niemieckiej

4) W celu uniknięcia konieczności szybkiego rozcinania połączonych sieci wszystkie ograniczniki przepięć i wszystkie przekładniki napięciowe w wydzielonej polskiej sieci powinny mieć parametry odpowiednie do pracy w sieci z izolowanym punktem neutralnym lub skompensowanej. Przy utrzymującym się zwarciu 1-fazowym powinno się



Rys. 9. Przebieg i wartość skuteczną prądu cewki gaszącej

jednak dążyć do operacyjnego powrotu do układu normalnego, tj. zasilania z KSE.

- 5) Wymiana samych ograniczników przepięć przeniesie zagrożenie na przekładniki napięciowe. Podczas zwarcia 1-fazowego dojdzie do nasycenia rdzeni i wzrostu prądu magnesowania, a w konsekwencji do przeciążenia cieplnego uzwojeń pierwotnych przekładników. W tej sytuacji konieczne będzie rozcięcie połączenia współpracujących sieci z możliwie najkrótszym czasem zwłoki.
- 6) W artykule nie poruszono innych problemów, których rozwiązanie jest niezbędne do realizacji ww. współpracy. Dotyczy to m.in. wyposażenia sieci w układy EAZ rozcinające oraz przywracające połączenie z własnym systemem (SZR), jak również rozwiązania układów kontroli synchronizmu podczas łączenia sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 60071-1:2008P Koordynacja izolacji, część 1, Definicje, zasady i reguły.
2. PN-EN 60071-2:2000P Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania.
3. PN-EN 61869-3:2011, wersja angielska, Przekładniki – Przekładniki napięciowe indukcyjne.

4. PN-EN 60099-5:2014-01, wersja angielska, Ograniczniki przepięć, część 5, Zalecenia wyboru i stosowania.
5. PN-EN 60099-4:2009, wersja polska, Ograniczniki przepięć, część 4, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego.
6. Sowa A., Ochrona odgromowa i przepięciowa. Ochrona odgromowa linii i stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Ochrona Odgromowa [online], www.elektroda.pl.
7. BEZPOL, Beziskiernikowe ograniczniki przepięć w osłonie silikonowej, karta katalogowa.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), PSE, Wersja 2.0, Tekst obowiązujący od 1 sierpnia 2014.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), Turon Dystrybucja, 1 stycznia 2014.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki swojej macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wroclawskiej. Pracuje w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozptyłów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania są związane z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznych z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.

Phase-to-earth Fault Effect on the Operating Conditions of a Separate 110 kV grid, Normally Operated with an Effectively Earthed Neutral and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid

Keywords

compensated grid, effectively earthed grid, grid neutral, phase-to-earth fault

Abstract

The paper discusses the interoperability of the German compensated 110 kV grid and the Polish effectively earthed 110 kV grid. It is assumed that an area of one grid, separated from its power system, will be temporarily supplied from the other grid in its normal regime. Reference is made to the risks associated with phase-to-earth faults in grids interconnected this way. Particular attention is paid to the working conditions of surge arresters and voltage transformers in the Polish 110 kV grid deprived of its transformer neutrals' earthing when supplied from the German grid.

Probability Constrained Load Flow on the Basis of Tracing Method

Authors

Irina Golub
Oleg Voitov
Evgeny Boloev

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Keywords

probabilistic load flow, deterministic equivalent, critical variables, minimization of controls, tracing method

Abstract

In order to control the electric power system operation it is important to know the sensitivity of random state variables to disturbances and the factors affecting the sensitivity of the variables to ensure feasible ranges of their changes. The stochastic problem of electric power system control is solved iteratively and is reduced to successively solving the equivalent deterministic problems, including determination of numerical characteristics of the variables by the methods of probabilistic load flow. To minimize the number of controls it is suggested to use the tracing method in each step of the deterministic equivalent method. The presented numerical results demonstrate the high performance of the suggested approach.

1. Introduction

State variables of electric power system (EPS) should lie within a certain feasible range which meets the requirements for reliability and quality. The probability that the variables go beyond the feasible limits in case of disturbances depends on the sensitivity of the variables to the disturbances, the feasible range of change in the variables and on how close is the current variable value to the limit.

The network components whose state variables alter to a greatest extent in case of occasional changes in loads and topology of the network are called sensors in [1, 2]. The reason for the sensors to appear is network inhomogeneities determined by the parameters of the network components, which are called weak places [1].

Two approaches can be used to detect the sensors and weak places. In the first approach the sensitivity of variables to the external disturbances can be determined by the singular decomposition of the Jacobian matrix. The greater the difference between the minimum singular values of the Jacobian matrix and the rest of the singular values, the more grounds we have to conclude that the variables are of a sensor character with respect to the maximum components of the right singular vector related to the minimum singular value [3].

In the second approach applied in this research, the response of random variables to the disturbances can be studied by linear and nonlinear analytical methods of probabilistic load flow [4]. The numerical characteristics of the variables obtained in the calculation of probabilistic load flow make it possible to both

detect the sensor variables and evaluate for them the probabilities of meeting the constraints.

A large response of variables to the disturbance is significant only in the case where it leads to the violation of some criterion of power system operation, for example, the criterion of feasibility of operating conditions which is considered in this paper. The variables for which the probability of their feasibility is below the required values are called critical.

To increase the probability of the critical variable feasibility it is necessary to either decrease the inhomogeneity of the electric power system, by decreasing thus the mean square deviations of variables through the improvement of the problem conditionality, or to choose the control actions which will move the mean values of the variable inside the feasible region.

2. Probability constrained load flow

The first investigations in which the calculation of probability constrained load flow employed the equivalent deterministic constraints on mean values instead of an explicit form of the probability constraints consideration are presented in [5, 6]. A specific characteristic of deterministic constraints consists in that they become functional and depend on both the probability of meeting the constraints and on the control parameters, which leads to the necessity to adjust the deterministic equivalent of the stochastic control problem. This method was called the method of deterministic equivalent [5, 6]. In this method, along with the selection of controls to ensure the required probability that the controlled variables lie within feasible limits, the

probabilistic and deterministic problems are solved successively. When solving the deterministic problem in [5, 6], the feasible range is narrowed for each variable called critical above, and the feasible state variables are calculated.

The need to adjust the initial constraints $\underline{x}_i, \bar{x}_i$ is related to the fact that if the mean value of the controlled variable equals the limiting value, the probability of meeting the constraints will not exceed 0.5. In order to satisfy the probabilistic constraints it is necessary to determine a range of feasible changes in the mean values.

In order to determine the required shift θ_i of the mean value m_{x_i} of the critical variable x_i to the center of the feasible range of its

change specified as $\Delta\varepsilon_{if} = 0.5(\bar{x}_i - \underline{x}_i)$, it is first of all necessary to determine the feasible range of the change $\Delta\varepsilon_i$ in the mean value of the variable on the basis of the specified probability p_i of meeting the constraints and mean square deviation of the critical variable σ_{x_i} . Assuming the hypothesis about the normal law of distribution, we can obtain this shift by using the Laplace function. The validity of the assumption about the normal law is based on the fact that the dependent state variables are the functions of a great number of random arguments. When a variable has the distribution law other than the normal law, such a shift can be obtained by the approximation of the probability density curve with respect to three or more moments with the use of Gram-Charlier series expansion [4].

The interval $\Delta\varepsilon_i$ is compared with the known feasible interval $\Delta\varepsilon_{if}$ of a change in the variable.

For $\Delta\varepsilon_{if} > \Delta\varepsilon_i$

at $m_{x_i} < \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i$ the estimate of the required mean value is determined as

$$m_{x_i}' = \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i = m_{x_i} + \theta_i = m_{x_i} + \Delta\varepsilon_i + \Delta\varepsilon_i', \text{ where } \Delta\varepsilon_i' = \underline{x}_i - m_{x_i} \quad (1)$$

and at $m_{x_i} > \bar{x}_i - \Delta\varepsilon_i$ - as

$$m_{x_i}' = \bar{x}_i - \Delta\varepsilon_i = m_{x_i} - \theta_i = m_{x_i} - \Delta\varepsilon_i - \Delta\varepsilon_i', \text{ where } \Delta\varepsilon_i' = m_{x_i} - \bar{x}_i \quad (2)$$

If $\Delta\varepsilon_{if} < \Delta\varepsilon_i$ it is concluded that it is impossible to ensure the required probability that the critical variables lie within the feasible range. The maximum probability can be achieved when the mean value of the variable moves to the center of the feasible interval $m_{x_i} = 0.5(\bar{x}_i + \underline{x}_i)$. The effective approach to an increase in the probability of meeting the constraints is a reduction in the mean square deviation of the critical variable, for example, by reinforcing the weak places.

The considered approach, related to the determination of the required shift θ_i , can also be used in the case where the mean value of the variable lies beyond the feasible interval, i.e. $\theta_i > \Delta\varepsilon_i$. In the case of critical variables, it is suggested to solve the

problem of search for the feasible conditions. In this problem the vector of control Y is sought for. It provides the minimum of the sum of squared differences between the initial and required mean values of the critical variables

$$\min_Y \sum_i (m_{x_i}(Y) - m_{x_i}')^2 \quad (3)$$

taking into account the steady state equations

$$W(X, Y) = 0 \quad (4)$$

and inequality constraints

$$X \leq X(Y) \leq \bar{X} \quad (5)$$

$$Y \leq Y \leq \bar{Y}, \quad (6)$$

where:

X, Y - vectors of dependent variables, that contain magnitudes and phases of voltages, and independent variables or controls, which include active and reactive power sources and transformer ratios.

Problem (3–6) is solved using the combination of the reduced gradient and quadratic programming methods [6]. The specific feature of the solution vector obtained lies in the change in the values of virtually all the control vector components. Technologically, it is reasonable to find a solution to problem (3–6) by using the minimum number of controls. The information required for this purpose can be obtained by the tracing method.

3. Minimization of the number of controls by the tracing method

The load flow tracing problem was solved in [7–9]. The basic principle in these researches is the assumption about maintaining the same proportions among the flows from individual sources in the sum of flows outgoing from the node as they were in the sum of flows incoming to the node. Of greatest interest are the matrix and graph tracing algorithms [7] and [9], which make it possible to use the load flow information to obtain the coinciding answers to the question about the paths of active and/or reactive power transfer from generator nodes to load nodes and the contribution of generator powers to the powers of flows and loads.

Since the reactive power is generated not only by generators, compensators and capacitive susceptances of lines to ground, the number of nodes at which the resulting reactive power injection is represented by generated power can be in a general case above the number of generators in the network scheme. The number of nodes that consume reactive power can also be above the number of load nodes.

The search of controls was based on the graph tracing algorithm [10, 11]. This algorithm allows us to determine the paths connecting the critical variable with generator nodes when moving from the node with the critical variable along the electrical network graph in the direction opposite to the orientation of power flows

in branches. The larger the power P_{gn} transferred from generator node g to node n with a critical variable, the greater the impact on the critical variable is produced by the controls (generator power and transformer ratios) included in the path.

The power P_{gn} (active or reactive) transmitted from generator node g to load node n in the graph tracing algorithm [10] is determined as

$$P_{gn} = P_g a_{gn} = P_g \bar{P}_n \sum_{j=1}^l \prod_{i=1}^{m_j} \bar{P}_i \quad (7)$$

where:

a_{gn} – share of generator node power P_g transmitted to load node, \bar{P}_n – relative load at node n , which is determined as a ratio of load power at node to the sum of powers incoming to the node, l – number of paths, connecting the nodes g and n , m_j – number of branches entering the j -th path, and \bar{P}_i – a relative flow at the beginning of branch i , equal to the ratio of power flow in branch P_i to the total power incoming to its initial node.

In the same manner, the power coming from generator node to load node is determined. The difference between the power transferred from generator node and the power incoming to load node equals power losses in the path $g-n$.

Thus, by the tracing method, each critical variable is related with one or several active and/or reactive power sources and for each such relation a set of potential controls is determined. The total number of controls identified in such a way can be considerably lower than the initial number of controls. The analysis of different combinations by one, two and a greater number of controls for each critical variable makes it possible to obtain a further decrease in their total number. For such an analysis it is sensible to rank the controls in terms of their impact on the critical variable, taking into account constraints (5, 6).

4. Numerical results

To exemplify the application of the proposed technique for selecting the controls which provide the specified probability of the critical variables feasibility we use a real electrical network scheme which consists of 207 nodes and 285 lines. The voltage levels in the network and feasible constraints on changes in voltages are presented in Tab. 1. There are 28 generator nodes, four nodes with reactive power sources, and 61 on-load tap changing transformers. The control actions were represented by 32 reactive power sources and 61 variable transformer ratios, the full vector of controls includes 93 components.

For the maximum load conditions, considering the constraints on generated power, voltages, and power flows in lines, the load flow was calculated. It was called the initial state. All the initial state variables lie within the feasible interval. With the use of the linear analytical method, and based on the initial state the probabilistic load flow was calculated and the numerical characteristics of the variables were obtained. The standard deviations of nodal powers were assumed equal to 12% of their means.

Columns in Tab. 2 include the initial values of the mean m_U of voltage magnitudes, mean square deviations σ_U of voltages,

U_{rated} kV	6	10	35	110	220	500
U_{min} kV	5.7	9.9	32	104.5	200	470
U_{max} kV	6.9	12.7	41	127	240	530

Tab. 1. Feasible limits of changes in the nodal voltages

No.	Node	m_U	σ_U	p	$\Delta\varepsilon$	m_U'
1	78	104.506	1.267	0.502	3.271	107.772
2	77	105.965	1.190	0.891	3.063	107.563
3	12	104.515	0.851	0.507	2.189	106.689
4	17	108.282	0.584	1.000		
5	2	518.998	0.583	1.000		
6	3	518.947	0.582	1.000		
7	51	518.510	0.578	1.000		
8	36	518.290	0.551	1.000		
9	13	109.725	0.519	1.000		
10	11	110.200	0.519	1.000		
11	55	506.841	0.472	1.000		
12	57	506.755	0.467	1.000		
13	66	104.548	0.455	0.542	1.169	105.669

Tab. 2. Probabilistic characteristics of voltage magnitudes at the nodes of the electric network for the initial state

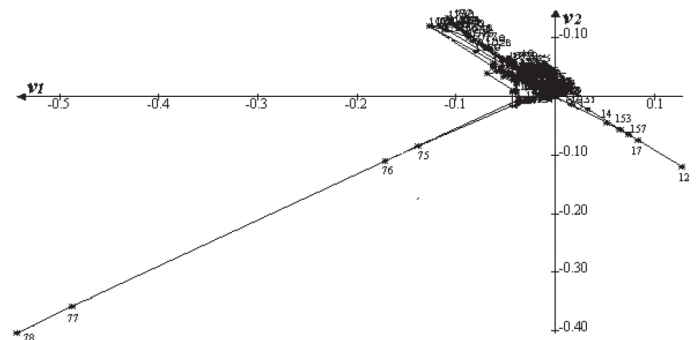


Fig. 1. Projection of the graph of the real network on the plane in coordinates of the first (v_1) and second (v_2) right singular vectors that correspond to voltage magnitudes

probabilities p that the constraints will be met, feasible ranges $\Delta\varepsilon$ corresponding to the probability equal to 0.99, and the required mean values m_U' . The nodes given in Tab. 2 are ranked in descending order of σ_U , which makes it possible to identify nodes 78, 77, 12 as sensor nodes.

The sensitivity of these nodes is also confirmed by the singular value analysis of the Jacobian matrix constructed for the analyzed operating conditions. This characteristic is illustrated in

Fig. 1 using the projection of the graph of the electric network on the plane in coordinates of the first and second singular vectors, whose elements are connected to the nodal voltage magnitudes. In this projection, sensor nodes are nodes 78, 77, and 12 located at the maximum distance from the origin of coordinates [3].

After shifts θ_i are determined, the problem of search for feasible operating conditions (3–6) is solved for each critical variable, using 93 control vector components. The process of solving shows that it is enough to change only 16 values of reactive power sources and 15 transformer ratios, i.e. 31 out of 93 components of the full control vector. The results of calculating the probabilistic load flow for the determined feasible operating conditions testify to the fact that the probabilistic constraints are met for all the variables, as shown in Tab. 3. Thus, the solution to the stochastic problem is obtained using only one deterministic equivalent.

To solve the problem of minimizing the number of control vector components for the initial operating conditions by the tracing method, we determined the generators transmitting reactive power of no less than 1 MVAR to the nodes with critical voltage and the controls included in the power transmission paths.

Fig. 4a presents a directed graph with reactive power transmission paths from generator nodes 3, 4, and 5 to critical node 12. The analysis of the graph makes it possible to include reactive power at nodes 3, 4, and 5 and transformers 2–6, 5–7, and 6–8 in the list of controls of voltage at node 12.

According to Fig. 4b and Fig. 4c, reactive power sources at nodes 72, 73, 101, and 1068 and transformers 72–74, 72–163, 71–73,

No.	node	m_U	σ_U	p
1	78	108.288	1.181	0.999
2	77	109.696	1.108	0.999
3	12	106.682	0.837	0.995
4	17	109.514	0.578	1
5	157	111.152	0.560	1
6	11	112.250	0.515	1
7	66	106.527	0.424	0.999

Tab. 3. Probabilistic characteristics of voltage magnitudes obtained using 31 controls

73–161, 101–102, 63–126, and 56–57 are used as controls for the critical variables at nodes 66 and 78.

The list of controls obtained in the analysis of reactive power load flow by the tracing method includes 7 sources of reactive power and 10 transformers. To find the controls exerting the greatest influence on critical variables, we estimate the changes in critical variables when the controls are changed, taking into account the constraints on the state variables.

Tab. 4 shows that the maximum influence on the voltage at node 12 is exerted by the transformer ratio k_{6-8} in line 6–8. The impact of these controls on the critical variables at nodes 66 and 78 is insignificant.

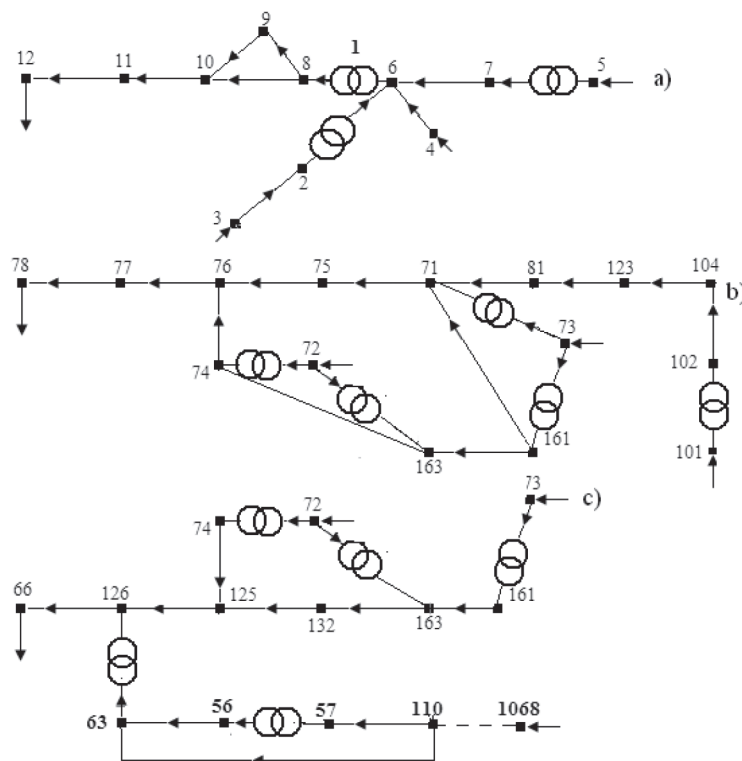


Fig. 4. Graphs of reactive power supply to the nodes with critical variables a) – node 12, b) – node 78, c) – node 66

Critical variables, kV	Controls					
	Q_3	Q_4	Q_5	k_{5-7}	k_{2-6}	k_{6-8}
U_{12}	0.1	0.2	4.4	0.5	1.3	8.1
U_{66}	0	0	0.4	-0.03	0	0.36
U_{78}	0	0	0.05	-0.05	1.3	0.5

Tab. 4. Influence of controls for the graph of reactive power supply (Fig. 4a) on critical variables

The estimated effect of the controls obtained in the analysis of the graphs of reactive power supply to nodes 66 and 78 with critical variables (Fig. 4b, 4c) testify to the fact that a considerable control for node 66 is the transformer ratio k_{63-126} and for node 78 – the transformer ratio k_{71-73} and reactive power source Q_{73} at node 73, as shown in Tab. 5.

Tab. 6 presents the solutions to the problem of probabilistic load flow for the nodes with critical variables, for conditions obtained as a result of changing k_{6-8} in order to provide the required probability for the voltage at node 12, additional control k_{71-73} for node 78 and additional control k_{63-126} for node 66. Thus, the use of the tracing algorithm makes it possible to choose three controls out of 93 control vector components to ensure the specified probability of meeting the constraints. The reliability of the obtained solution is confirmed by the calculation of probabilistic load flow by the Monte-Carlo method.

Critical variables, kV	Controls										
	Q_{72}	Q_{73}	Q_{101}	Q_{1068}	k_{72-74}	k_{72-163}	k_{71-73}	k_{73-161}	$k_{102-101}$	k_{63-126}	k_{56-57}
U_{12}	0.08	0.03	0	0.5	0.2	-0.8	-1	0.2	0	0.6	1.3
U_{66}	0.9	0.36	0.02	0.8	-0.03	-0.3	-0.03	-0.15	0.05	8.7	3.2
U_{78}	2.7	6.01	0.21	0.1	-1.1	-1.2	4.7	-0.7	0.05	5.75	4.1

Tab. 5. Influence of controls for the graphs of reactive power supply (Fig. 4b, 4c) on critical variables

Node	Linear analytical method of probabilistic load flow									Monte-Carlo method		
	k_{6-8}			k_{6-8}, k_{71-73}			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$		
	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p
78	104.50	1.27	0.50	108.22	1.20	1.00	108.44	1.20	1.00	108.37	1.17	1.00
77	105.96	1.19	0.89	109.63	1.13	1.00	109.84	1.12	1.00	109.78	1.10	1.00
12	106.70	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.68	0.86	0.99
66	104.54	0.46	0.54	105.15	0.45	0.93	106.09	0.45	1.00	106.09	0.47	1.00

Tab. 6. Changes in numerical characteristics of variables after the implementation of controls

5. Conclusions

1. The need to take into account the structural characteristics of the network for stochastic problem statement is explained.
2. The method of deterministic equivalent to the problem of controlling stochastic operating conditions of the electric power system is further developed.
3. The approaches to ensuring the required probability of meeting the constraints and to choosing the controls in terms of the properties of the feasible region are analyzed.
4. To minimize the number of controls at the stage of solving the equivalent deterministic control problem, the research suggests using the data on tracing the load flow in the electric network.
5. A real network is used as an example to show the efficiency of the proposed approach to reducing the number of controls in order to ensure the required probability of meeting the probabilistic constraints in the case of simultaneous application of the deterministic equivalent and the tracing methods.

REFERENCES

1. Gamm A.Z., Golub I.I., Detection of weak places in a power system, *Izv. RAS, Energetika* 1993, No. 3, pp. 83–92 (in Russian).
2. Gamm A.Z., Golub I.I., The problem of weak places in electric power systems, in Proc. 1995 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, Stockholm, pp. 542–546.
3. Gamm A.Z. et al., Solving several problems of power systems using spectral and singular analyses, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, 2005, pp. 138–148.

4. Golub I.I., Voitov O.N., Boloev E.V., Preventive control of electric power system state variables by the methods of probabilistic load flow, *Acta Energetika* 2013, nr 14, pp.18–25.
5. Valdma M.K., Krumm L.A., Okhorzin Y.A., Methods of solving the stochastic problems of complex optimization of bulk power system operation, Irkutsk, 1974, pp. 96–111 (in Russian).
6. Murashko N.A. et al., Analysis and control of steady states of electric power systems. *Novosibirsk: Nauka* 1987, p. 240 (in Russian).
7. Bialek J., Tracing the flow of electricity, *IEE Generation Transmission & Distribution*. 1996, Vol. 143, No. 4, pp. 313–320.
8. Kirschen D., Allan R., Strbac G., Contributions of individual generators to loads and flows, *IEEE Trans. Power Syst.* 1997, Vol. 12, pp. 52–60.
9. Wu F.F., Ni Y., Wei P., Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loop flows, *IEEE Trans. Power Syst.* 2000, Vol. 15, pp. 923–929.
10. Gamm A.Z., Golub I.I., Contribution of active and reactive power transmission in electric power system, *Elektrichestvo* 2003, No. 3, pp. 9–16 (in Russian).
11. Gamm A.Z., Golub I.I., Application of Contribution factors at control of electric power system operating conditions, in Proc. 2005 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, St. Petersburg, Rep. 649.

The study was supported by the grant of the President of the Russian Federation for Leading Scientific School--4711.2014.8.

Irina I. Golub

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: golub@isem.sei.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. She has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1972. Her scientific interests are connected with power system state analysis.

Evgeny V. Boloev

Angarsk State Technical Academy

e-mail: boloev@mail.ru

He received the diploma of electrical engineer from Angarsk Technological University in 1998 and finished postgraduate course at ESI SB RAS.

Oleg N. Voitov

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: sdo@isem.sei.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. He has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1971. His scientific interests are connected with power system state analysis. He is a leading researcher.

Rozpływ mocy przy probabilistycznych ograniczeniach metodą śledzenia

Słowa kluczowe

probabilistyczny rozpływ mocy, ekwiwalent deterministyczny, zmienne krytyczne, minimalizacja czynników sterowania, metoda śledzenia

Streszczenie

Przy sterowaniu pracą systemu elektroenergetycznego ważna jest znajomość wrażliwości wartości losowych zmiennych stanu na wpływające na nie zakłócenia i czynniki. Pozwala to na ustalenie dopuszczalnych zakresów ich zmian. Problem stochastyczny sterowania systemem elektroenergetycznym rozwiązuje się iteracyjnie i sprowadza się do kolejnego rozwiązywania równoważnych problemów deterministycznych, w tym określania charakterystyk liczbowych zmiennych metodą probabilistycznego rozptywu mocy. Aby zminimalizować liczbę czynników sterujących, sugeruje się stosowanie metody śledzenia w każdej fazie stosowania metody ekwiwalentu deterministycznego. Przedstawione tu wyniki liczbowe wykazują wysoką skuteczność proponowanego podejścia.

Obliczenia rozptyłu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych linii WN

Autorzy

Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny
Krzysztof Dobrzyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

linie elektroenergetyczne, przewody odgromowe, zwarcia doziemne

Streszczenie

W artykule przedstawiono metodę oraz jej implementację w postaci programu komputerowego, które umożliwiają obliczenie rozptyłu prądów zwarciovych w linkach odgromowych linii wysokiego napięcia. Algorytm umożliwia obliczenia dla linii dwustronnie zasilanej oraz linii w układzie gwiazdowym (z odczepem). Opracowany program umożliwia weryfikację doboru przewodów odgromowych z punktu widzenia wytrzymałości zwarciovowej cieplnej.

1. Wstęp

W celu ochrony linii wysokiego napięcia od skutków wyładowań atmosferycznych powszechnie stosuje się przewody odgromowe umieszczane na słupie powyżej przewodów fazowych. W Polsce w liniach o napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV przewody odgromowe połączone są bezpośrednio ze stalową konstrukcją słupa. Z kolei każdy ze słupów jest uziemiany. Dodatkowo przewody odgromowe na końcach linii łączone są z uziomem stacji elektroenergetycznej. Takie rozwiązanie sprawia, że ochrona odgromowa staje się skuteczna, a ładunek elektryczny, powodowany wyładowaniem atmosferycznym, odprowadzany jest do ziemi. Prąd wyładowania atmosferycznego mimo znacznej wartości oddziałuje na linkę odgromową przez krótki czas, zatem efekt cieplny przepływu prądu wyładowania atmosferycznego jest niewielki. Nie stanowi on zagrożenia cieplnego nawet dla najmniejszych stosowanych przekrojów linek odgromowych – 70 mm² (linie 220 i 400 kV) [1] czy nawet linek o przekroju 50 mm².

Rozwiązanie, w którym linki odgromowe połączone są z konstrukcją słupa, powodują jednak problemy przy zwarciach w linii. Zwarcie 1-fazowe pomiędzy przewodem fazowym a konstrukcją słupa czy zwarcie 2-fazowe pomiędzy dwoma fazami a konstrukcją słupa powodują przepływ prądu zwarciovego przez przewody odgromowe. Wobec czasów trwania typowych zwarcz znacznie dłuższych niż wyładowania atmosferyczne to prąd zwarciovych płynący w linkach odgromowych jest głównym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu ochrony odgromowej linii i doborze przewodów odgromowych. Podstawowym problemem, jaki ma do rozwiązania projektant, jest określenie wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym. O ile wyznaczenie wartości początkowego prądu zwarciovego nie jest sprawą trudną, to określenie, jaka część prądu

zwarciovego popłynie przez konstrukcję słupa do ziemi, a jaka część popłynie przewodami odgromowymi, jest problematyczne. W podejściu uproszczonym stosuje się tzw. współczynnik redukccyjny, który definiuje, jaka część prądu zwarciovego płynie przez uziom słupa.

$$I_u = rI_{k1}'' \quad (1)$$

gdzie:

I_u – prąd płynący przez uziom, I_{k1}'' – początkowy prąd zwarcia 1-fazowego, r – współczynnik redukccyjny.

Wartość prądu płynącego w przewodzie odgromowym wyznacza się wówczas jako:

$$I_{gw} = I_{k1}'' - I_u = (1 - r)I_{k1}'' \quad (2)$$

Wartość współczynnika redukccyjnego dla polskich linii o różnej budowie waha się od 0,4 do 0,7 [2]. Wartość współczynnika redukccyjnego może być też wyznaczona na podstawie stosunku impedancji kilometrycznej własnej przewodu odgromowego do impedancji kilometrycznej wzajemnej pętli: przewód fazowy – przewód odgromowy.

Pierwsze z podejść, przyjęcie wartości z przedziału 0,4 do 0,7, może powodować duże rozbieżności w wynikach obliczeń i w skrajnych przypadkach może prowadzić do przeszacowania lub niedoszacowania wartości prądu w przewodzie odgromowym. Wykorzystanie niedoszacowanej wartości prądu w przewodzie odgromowym do doboru przewodu może się skończyć jego uszkodzeniem cieplnym, zaś przeszacowanie może powodować zastosowanie większych niż wymagane przekrojów linek odgromowych i tym samym wzrost kosztów inwestycji.

Drugie podejście, pozornie lepsze, ma wadę polegającą na tym, że impedancje kilometryczne własne i wzajemne podawane w literaturze, czy liczone na podstawie równań Carlsona [3, 4], nie uwzględniają rezystancji uziomów słupów. W efekcie tego obliczany współczynnik redukcji nie zależy od rezystancji uziomów słupów linii, co nie jest prawdą.

2. Proponowana metoda obliczeniowa

W celu obliczenia prądu zwarciovego płynącego przewodem odgromowym autorzy zaadaptowali i rozbudowali ideę obliczeń przedstawioną przez H.B. Gooi i S.A. Sebo [5]. W artykule autorzy prezentują sposób postępowania w celu obliczenia początkowego prądu zwarciovego dla zwarcia na dowolnym słupie linii napowietrznej, a następnie obliczenia rozptyłu prądu w poszczególnych przęsłach linii. Oryginalny artykuł prezentuje sposób postępowania dla linii łączącej dwie stacje, o określonych impedancjach zwarciovych.

Rysunek 1 przedstawia ideę modelowania linii na potrzeby wyznaczenia rozptyłu prądów w poszczególnych przęsłach linki odgromowej. W linii o $n + 1$ przęsłach występuje $n + 2$ słupów. Słupy skrajne (0 i $n + 1$) należy utożsamiać ze słupami bramowymi stacji elektroenergetycznych na krańcach linii. Każda ze stacji reprezentowana jest przez trójfazowe źródło napięcia (U_{SA} , U_{SB} , U_{SC}) i zastępczą impedancję zwarciovą (Z_{SA} , Z_{SB} , Z_{SC})¹. Wartości impedancji dla obu stacji mogą być różne, jednak (podobnie jak w obliczeniach zwarciovych wykonywanych zgodnie z normą 60909) wartości napięć w obu stacjach przyjmuje się za takie same. Wartość rezystancji uziomu stacji reprezentowana jest przez rezystory R_{FP} . Każde z przęseł (k) reprezentowane jest przez impedancje własne przewodów fazowych (Z_{Ak} , Z_{Bk} , Z_{Ck}), impedancje własną przewodu odgromowego (Z_{Gk}), impedancje wzajemne między przewodami fazowymi (M_{ABk} , M_{BCk} , M_{ACk}) oraz impedancje wzajemne między przewodami fazowymi a przewodem odgromowym (M_{AGk} , M_{BGk} , M_{CGk}). Rezystancja uziomu danego słupa reprezentowana jest przez R_k .

Sposób oznaczania prądów płynących w przewodach pokazano na rys. 1, przyjmując następującą konwencję: prądy w przęśle na lewo od słupa k mają indeks k , a na prawo od słupa k indeks $k+1$. Sposób strzałkowania prądów prezentowany na rysunku nie do końca odpowiada rzeczywistym kierunkom przepływu, ale jest zgodny z prezentowanymi dalej równaniami.

Artykuł nie prezentuje całej idei metody obliczeń, która jest możliwa do prześledzenia w oryginalnej publikacji, a jedynie przedstawia propozycję jej modyfikacji znacznie rozszerzającej jej funkcjonalność. Podstawą metody jest wyznaczanie macierzy impedancji zastępczych, wiążącej prądy w przewodach fazowych i przewodzie odgromowym (danego przęsła) z napięciami przewodów fazowych i napięciem w przewodzie odgromowym na określonym słupie. Dla linii jednotorowej, z jednym przewodem odgromowym, związek ten jest następujący:

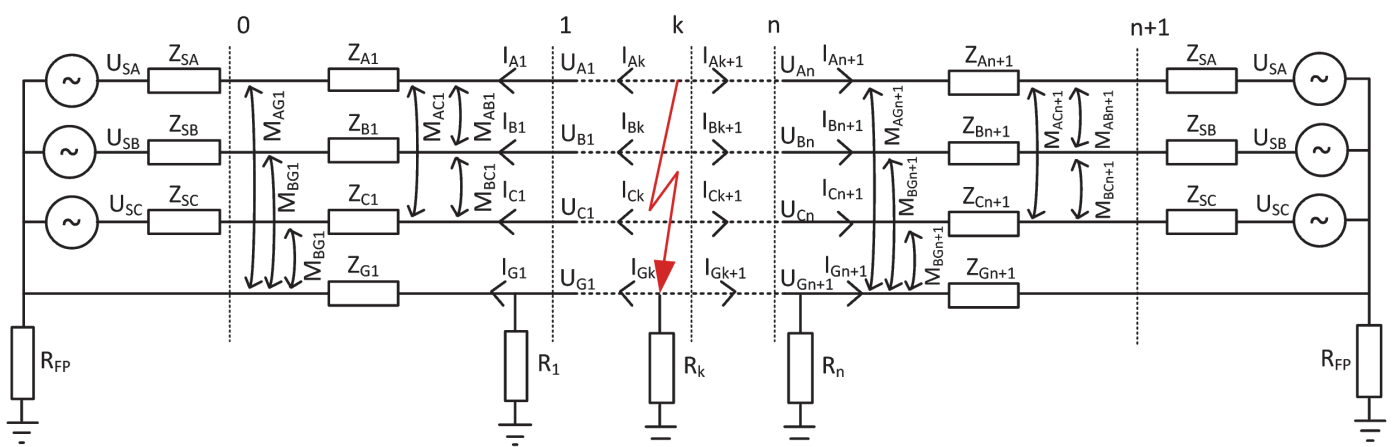
$$\begin{bmatrix} U_{ak} \\ U_{bk} \\ U_{ck} \\ U_{gk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11k} & Z_{12k} & Z_{13k} & Z_{14k} \\ Z_{12k} & Z_{22k} & Z_{23k} & Z_{24k} \\ Z_{13k} & Z_{23k} & Z_{33k} & Z_{34k} \\ -Z_{14k} & -Z_{24k} & -Z_{34k} & Z_{44k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ak} \\ I_{bk} \\ I_{ck} \\ I_{gk} \end{bmatrix} \quad (3)$$

gdzie:

U_{ak} , U_{bk} , U_{ck} , U_{gk} – napięcia fazowe i napięcie przewodu odgromowego dla k -tego słupa, I_{ak} , I_{bk} , I_{ck} , I_{gk} – prądy fazowe i prąd przewodu odgromowego dla k -tego przęsła.

Macierz impedancji Z_k obliczana jest za pomocą wzorów rekurencyjnych dla każdego przęsła linii, począwszy od stacji początkowej do miejsca zwarcia. Do obliczeń elementów macierzy Z_k wykorzystywane są dane modelu linii przedstawione na rys. 1 (Z_{Ak} , Z_{Bk} , Z_{Ck} , Z_{Gk} , M_{ABk} , M_{BCk} , M_{ACk} , M_{AGk} , M_{BGk} , M_{CGk} i R_k). Zależności szczegółowe nie będą tu prezentowane.

W oryginalnej metodzie macierz Z_k dla słupa skrajnego, tj. słupa bramowego stacji elektroenergetycznej, do której dochodzi rozważana linia (indeks $k = 0$), jest równa:



Rys. 1. Model linii na potrzeby wyznaczenia rozptyłu prądów zwarciovych

¹ W artykule, dla uproszczenia opisów rysunków i wzorów, pomija się symbole liczb zespolonych, traktując wszystkie prądy, napięcia i impedancje jako wartości zespolone.

$$\begin{bmatrix} -(R_{FP} + Z_{SA}) & R_{FP} & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SB}) & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SC}) & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie, zgodnie z rys. 1, wartość R_{FP} reprezentuje uziom stacji, a impedancje Z_{SA} , Z_{SB} i Z_{SC} są impedancjami zwarciovymi systemu elektroenergetycznego dla poszczególnych faz.

Niestety, takie podejście nie pozwala na uwzględnienie typowych parametrów zwarciovych dostępnych dla stacji elektroenergetycznej, czyli stosunku składowej zerowej reaktancji do składowej zgodnej reaktancji zwarciovej X_0/X_1 i stosunku składowej zerowej rezystancji do składowej zgodnej rezystancji zwarciovej R_0/R_1 . W opracowanym algorytmie wprowadzono zatem modyfikację pozwalającą na uwzględnienie powyższych danych. Zmodyfikowana macierz dla stacji początkowej przyjmuje wówczas następującą postać:

$$Z_{k=0} = \begin{bmatrix} -R_{FP} + Z_{11S_ABC} & R_{FP} + Z_{12S_ABC} & R_{FP} + Z_{13S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{21S_ABC} & -R_{FP} + Z_{22S_ABC} & R_{FP} + Z_{23S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{31S_ABC} & R_{FP} + Z_{32S_ABC} & -R_{FP} + Z_{33S_ABC} & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie: macierz Z_{S_ABC} , opisująca system elektroenergetyczny poprzez impedancje fazowe własne i wzajemne, jest wynikiem transformacji macierzy składowych symetrycznych impedancji zwarciovych:

$$Z_{S_ABC} = -\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{S0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{S1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{S2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

gdzie: Z_{S0}, Z_{S1}, Z_{S2} – impedancje zwarciovej stacji dla składowej zerowej,

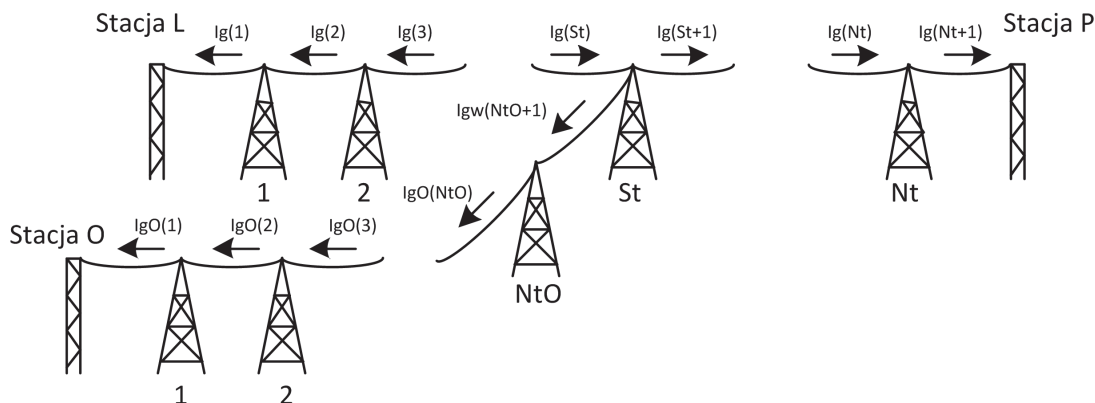
zgodnej oraz przeciwnej, a – operator obrotu określony jako $e^{j\frac{2\pi}{3}}$. Kolejna modyfikacja metody, pozwalająca na większą aplikacyjność opracowanego algorytmu, polega na możliwości uwzględnienia odczepu w linii. W metodzie oryginalnej rozpatrywana jest pojedyncza linia łącząca dwie stacje elektroenergetyczne. Opracowany algorytm, a zarazem przygotowany program, pozwala na analizę często spotykanej w praktyce sytuacji, gdzie linia jest wyposażona w odczep (linia w układzie gwiazdowym). Odczep ten może być odczepem pasywnym, zasilającym sieć odbiorczą (stacja GPZ WN/SN), lub odczepem aktywnym, będącym źródłem prądu zwarciovej (np. farma wiatrowa lub inne źródło energii).

Opracowane algorytmy obliczeniowe zaimplementowano na platformie obliczeniowej FreeMat będącej bezpłatną alternatywą dla programu Matlab.

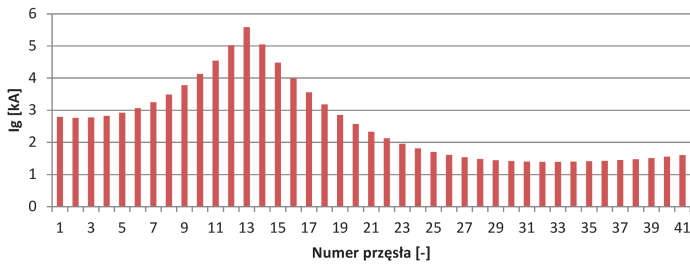
3. Przykłady obliczeniowe

Analizy wykonano dla linii o napięciu znamionowym 110 kV, łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych równych odpowiednio 2000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$) oraz 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$). Linia składa się z 41 przęseł o równej długości wynoszącej 300 m. Sposób numeracji słupów i prądów w linkach odgromowych przedstawiono na rys. 2, pokazując uniwersalny schemat zawierający także linię odczepową.

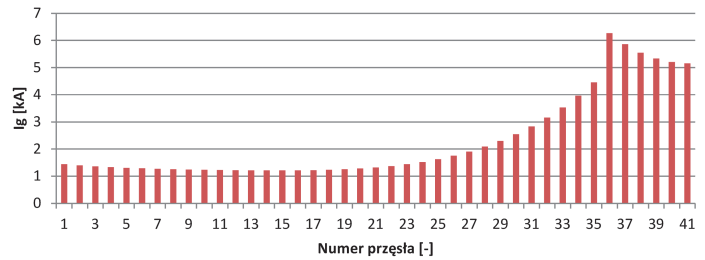
Pierwszy z analizowanych przykładów zakłada zwarcie na słupie nr 13. Rozkład prądów w linkach odgromowych w takim przypadku przedstawia rys. 3. Największe wartości prądów zwarciovych obserwuje się w linkach odgromowych w pobliżu słupa 13. W miarę oddalania się od słupa, na którym wystąpiło zwarcie, wartości prądów w przewodzie odgromowym maleją, ponieważ prąd zwarciovej upływa do ziemi przez uziomy kolejnych słupów. Co interesujące, wartości prądów w przewodach odgromowych w pewnym oddaleniu od miejsca zwarcia przestają się obniżać, a przy zbliżaniu się do stacji elektroenergetycznej mogą nawet nieznacznie wzrastać (np. przęsła 38–41). Spowodowane jest to coraz mniejszym udziałem uziomów



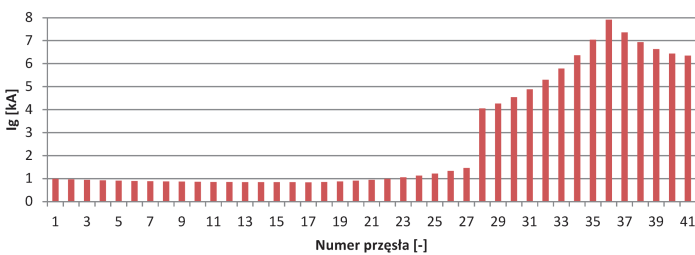
Rys. 2. Sposób numeracji słupów i prądów w linkach odgromowych



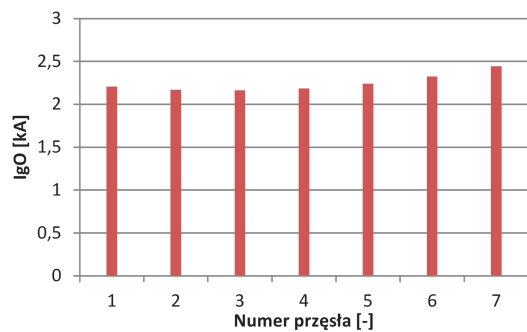
Rys. 3. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 13



Rys. 4. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



Rys. 5. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



Rys. 6. Rozkład prądów w linkach odgromowych odczepu dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35

słupów w odprowadzaniu prądu zwarciovego do ziemi w miarę oddalania się od miejsca zwarcia i jednoczesnym oddziaływaniem magnetycznym przewodów fazowych. Na rysunku widać również, że znacznie większe wartości prądów obserwowane są w przęsłach na lewo od miejsca zwarcia, co powodowane jest mniejszą impedancją wynikającą z bliskości stacji L i jej uziomu o wartości znacznie mniejszej niż rezystancje uziomów poszczególnych słupów.

Kolejny przykład, przedstawiony na rys. 4, pokazuje rozptył prądów dla zwarcia 1-fazowego w pobliżu stacji P, na słupie 35. Uzyskany rozkład prądów w przewodach odgromowych ma kształt analogiczny jak w poprzednim przypadku – większa część prądu płynie w kierunku bliższej stacji, na prawo od miejsca zwarcia.

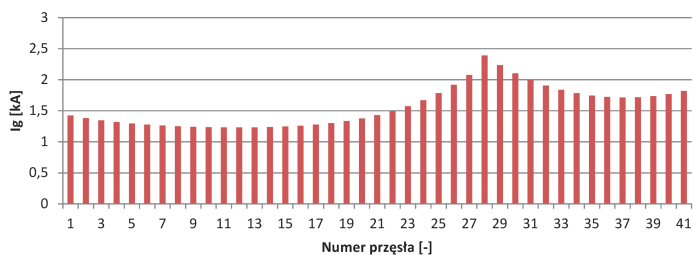
Kolejne analizy wykonano również dla linii o napięciu znamionowym 110 kV, łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych jak w poprzednim przykładzie. Dodatkowo założono, że na słupie nr 27 przyłączona jest linia odczepowa zawierająca 7 przęseł (po 300 m każde), łącząca linię ze stacją odczepową O, o mocy zwarciovowej równej 2000 MVA, przy stosunku X_0/X_1 równym 1,5.

Rysunki 5 i 6 przedstawiają rezultaty obliczeń uzyskane dla zwarcia na słupie 35. Widać tu (rys. 5), że dodatkowa linia odczepowa zmienia rozptył prądów w linie odgromowej linii głównej. Na lewo od słupa odczepowego (27) następuje gwałtowne

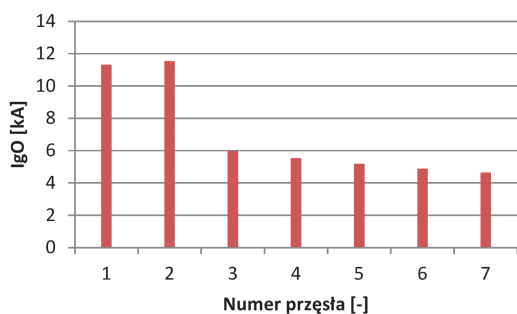
zmniejszenie wartości prądu w przewodzie odgromowym linii głównej. Wynika to z faktu „ucieczki” prądu zwarciovego przez przewód odgromowy linii odczepowej, w kierunku małej rezystancji uziomu stacji O. Z kolei małą zmienność prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej (rys. 6) można łatwo wytłumaczyć rezystancjami uziomów słupów znacznie większymi niż rezystancja uziomu stacji odczepowej. Przy dość krótkiej linii skutkuje to bardzo małym udziałem uziomów słupów w przepływie prądu zwarciovego.

Ostatni z prezentowanych przykładów (rys. 7 i 8) pokazuje sytuację, jaka wystąpi dla zwarcia w linii odczepowej (na słupie 2). Prąd zwarciovowy płynie w dużej mierze w kierunku stacji odczepowej (rys. 8), co jest zrozumiałe ze względu na jej bliskość względem miejsca zwarcia. Pozostała część prądu zwarciovego płynie przewodem odgromowym w kierunku słupa odczepowego, gdzie dzieli się i rozptyla w kierunku stacji L i P (rys. 7).

Przedstawiane do tej pory przykłady pokazywały rozptył prądów w linkach odgromowych, w przypadku zwarcia na konkretnym słupie. W praktyce, projektując ochronę odgromową linii, należy określić najgorszą sytuację powodującą przepływ największego prądu w danym odcinku linii odgromowej. Aby to obliczyć, należy przeanalizować kolejno zwarcia występujące na poszczególnych słupach, poszukując wartości maksymalnego prądu dla danego odcinka przewodu odgromowego. Przykład takich poszukiwań prezentowany jest poniżej. W przykładzie założono, że linia odgromowa ma przekrój 70 mm² na całej długości linii.



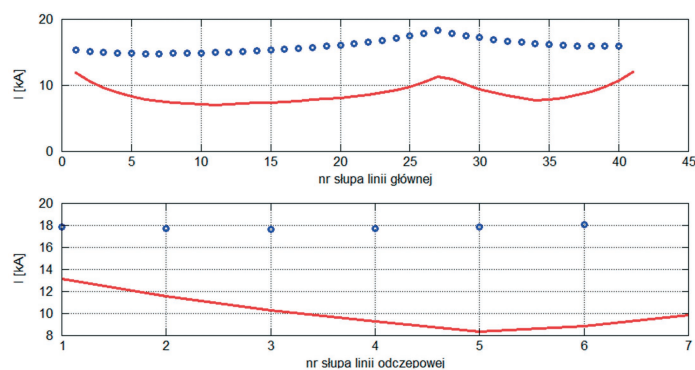
Rys. 7. Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie 2 odczepu



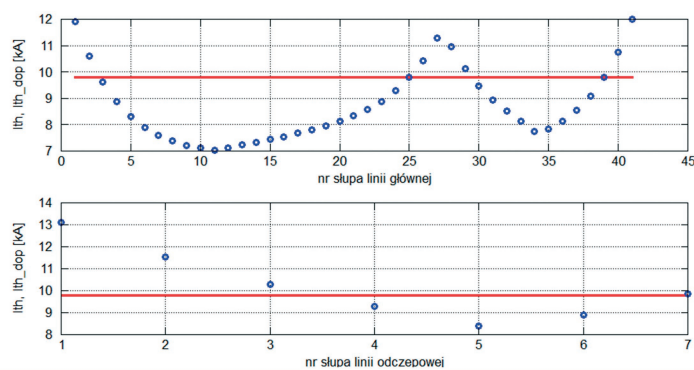
Rys. 8. Rozkład prądów w linkach odgromowych odczepu dla zwarcia 1-fazowego na słupie 2 odczepu

Przyjęto, że jej wytrzymałość zwarciova cieplna 1-sekundowa jest równa 9,8 kA. Poniżej prezentowane są rysunki uzyskane wprost z opracowanego programu. Pierwszy z nich (rys. 9) przedstawia maksymalne wartości prądów w linkach odgromowych danego przęsła (oznaczone linią ciągłą o kolorze czerwonym) oraz dla porównania wartości początkowego prądu zwarcia 1-fazowego na danym słupie (oznaczone niebieskimi kropkami). Znajomość początkowego prądu zwarcia 1-fazowego nie jest wprost potrzebna do doboru linki odgromowej, daje jednak informację, jakie prądy zwarciove występują w linii, pozwalając między innymi na oszacowanie współczynnika redukcyjnego (2). W górnej części rysunku przedstawiono wartości odpowiadające linii głównej, zaś w części dolnej wartości dla linii odczepowej.

Obliczony maksymalny prąd w przewodzie odgromowym danego przęsła jest przeliczany na zastępczy prąd cieplny, w celu porównania z wytrzymałością zwarciova cieplną zastosowanych przewodów odgromowych. Do wyznaczenia prądu cieplnego wykorzystuje się formułę uwzględniającą maksymalny czas trwania zwarcia, a także fakt stosowania na linii automatyki SPZ. W przykładzie zakłada się maksymalny czas trwania zwarcia równy $T_z = 0,5$ s (wynikający ze zwłoki czasowej rezerwowych zabezpieczeń zerowoprądowych linii – 0,4 s i czasu własnego wyłączników – 0,1 s). Przy założeniu jednokrotnego nieudanego SPZ (cykl WZW) łączny czas niezbędny do wyznaczenia prądu



Rys. 9. Wartości maksymalnych prądów w przewodach odgromowych danego przęsła oraz wartości początkowego prądu zwarcia 1-fazowego dla danego słupa linii



Rys. 10. Wartości maksymalnych prądów cieplnych w przewodach odgromowych oraz wartości dopuszczalne dla danego przęsła

cieplnego wynosi $2T_z$, czyli 1 s. Oznacza to, że w przykładzie zaprezentowanym na rys. 9 maksymalne wartości prądu odpowiadają wartościom prądu cieplnego na rys. 10.

Rys. 10 przedstawia maksymalne cieplne wartości prądów w linkach odgromowych danego przęsła (oznaczone niebieskimi kropkami) oraz wartości dopuszczalne – prądu zwarciovego 1-sekundowego danego przęsła (oznaczone czerwoną linią ciągłą). Dla prawidłowo dobranego przewodu odgromowego krzywa utworzona przez niebieskie kropki zawsze powinna znajdować się pod linią czerwoną.

Przykład pokazuje, że dla części przęsła przewód odgromowy nie jest dobrany poprawnie. Wytrzymałość zwarciova przewodu odgromowego linii głównej nie jest wystarczająca dla dwóch pierwszych przęsła przy stacji L² (przęsła 1 i 2), dla przęsła w otoczeniu słupa odczepowego (przęsła 25, 26, 27, 28 i 29) oraz dla trzech ostatnich przęsła przy stacji P (przęsła 39, 40 i 41). Jednocześnie można stwierdzić, że dla części przęsła linii głównej można zastosować tańszy przewód odgromowy o mniejszym przekroju i mniejszej wytrzymałości zwarciovego. Wytrzymałość

² W przykładzie, dla uproszczenia, pomija się fakt, że często dla pierwszego i ostatniego przęsła stosuje się podwójne przewody odgromowe.

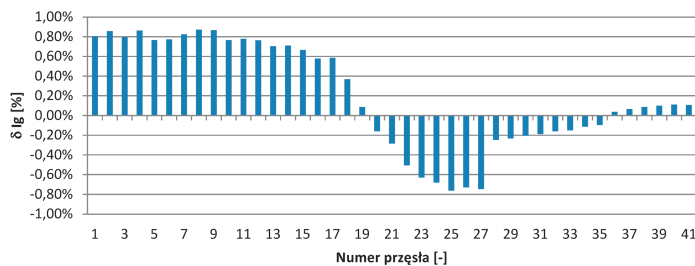
zwarciowa przewodu odgromowego linii odczepowej, dla prezentowanego przykładu, nie jest wystarczająca dla trzech pierwszych przęseł przy stacji odczepowej (przęsła 1, 2 i 3 linii odczepowej) oraz dla przęsła przy słupie odczepowym (przęsło 7 linii odczepowej).

4. Weryfikacja metody obliczeniowej

W celu oceny poprawności opracowanej metody obliczeniowej porównano uzyskane wyniki wartości prądów w linkach odgromowych z wynikami uzyskanymi w oprogramowaniu komercyjnym. Na rys. 11 przedstawiono uzyskane wartości błędów względnego obliczania prądu obu metod. Widoczne różnice nie przekraczają 1% i wynikają w znacznej mierze z faktu, że w zastosowanym oprogramowaniu komercyjnym model linii uwzględnił pojemności linii pomijanej w proponowanej metodzie.

5. Podsumowanie

Zaprezentowana w artykule metoda obliczania rozplywu prądów



Rys. 11. Rozkład błędów obliczeń prądu w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35 (linia z odczepem)

zwarciowych w przewodach odgromowych stanowi rozwinięcie wcześniej opracowanych algorytmów. Wprowadzone modyfikacje zwiększają znacznie jej uniwersalność i pozwalają na szerokie wykorzystanie metody do analizy rzeczywistych układów przesyłowych. Opracowana na platformę Matlab/Freemat aplikacja pozwala w sposób dość łatwy na dokonywanie oceny poprawności doboru linki odgromowej, prezentując wyniki w czytelnej postaci graficznej jak również w postaci szczegółowego raportu.

Przeprowadzona weryfikacja i potwierdzona dokładność metody pozwala uznać, że opracowany program może być z powodzeniem wykorzystywany w analizach rzeczywistych układów przesyłowych.

BIBLIOGRAFIA

1. Przewody odgromowe 220 i 400 kV – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2013.
2. Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Konstancin-Jeziorna, 2011.
3. Carson J.R., Wave propagation in Overhead Wires with Ground Return, *Bell System Technical Journal* 1926, nr 5, s. 539–554.
4. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT 2002.
5. Gooi H.B., Sebo S.A., Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – an Improved Algorithm, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* 1985, Vol. PAS-104, No. 3.

Jacek Klucznik

dr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl
Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl
Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora nadzwyczajnego. Obszar zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W roku 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Calculations of Short-Circuit Current Flows in Shield Wires of HV Lines

Keywords

power lines, shield wires, line-to-earth short-circuit

Abstract

This paper presents a method which enables calculating flows of short-circuit currents in shield (lightning protection) wires of high voltage lines, and its implementation in the form of a computer programme. The algorithm enables performing calculations for a double-fed line and star-connected lines (with a tap). The developed programme enables verifying dimensioning of shield wires in the context of their short-circuit thermal withstand value.

Poprawa jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających prądu przemiennego

Autor

Piotr Fabijański

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

jakość energii elektrycznej, UPQC, APF, współczynnik THD, współczynnik HD

Streszczenie

W artykule opisano model cyfrowy i rzeczywisty zintegrowanego układu do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC (ang. *Unified Power Quality Conditioner*). Budowa układu UPQC oraz sposób dołączenia jego do sieci zasilającej prądu przemiennego, zarówno 1-fazowej, jak i 3-fazowej, umożliwiają skuteczną kompensację niepożądanych zakłóceń występujących w przebiegach napięć zasilających odbiorniki, jak i prądach pobieranych przez nieliniowe odbiorniki. W artykule przedstawiono przegląd topologii oraz strategii sterowania. Przeprowadzone badania układu UPQC potwierdziły jego pozytywny wpływ na jakość energii elektrycznej. Uzyskano istotną poprawę parametrów energii elektrycznej. Współczynnik zawartości wyższych harmonicznych w napięciu zasilającym THD_u (ang. *Total Harmonic Distortion Voltage*) zmniejszył się sześciokrotnie do wartości 1,89%, współczynnik zawartości wyższych harmonicznych w prądzie odbiornika THD_i (ang. *Total Harmonic Distortion Current*) zmniejszył się ponad dziesięciokrotnie, do 2,38% dla odbiornika nieliniowego (niesterowany prostownik mostkowy z obciążeniem L). Dodatkowo uzyskano symetryzację napięć zasilających oraz kompensację mocy biernej Q odbiornika liniowego. Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC może być stosowany wszędzie tam, gdzie wymagana jest energia elektryczna o wysokiej jakości, spełniająca wymagania normy PN-EN 50160.

Urządzenia energoelektroniczne dużej i średniej mocy, takie jak układy prostownikowe, tyrystorowe układy regulacyjne, tranzystorowe układy mocy, które są powszechnie stosowane w przemyśle, niekorzystnie wpływają na parametry sieci zasilającej. Pogarszają one jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy.

Nieliniowe odbiorniki powodują odkształcenie przebiegów prądów w linii zasilającej (generując wyższe harmoniczne prądu). Wyższe harmoniczne w prądach odbiornika wywołują dodatkowe spadki napięć na impedancjach sieci zasilającej, a zatem odkształcenie sinusoidalnych przebiegów napięć w sieci zasilającej (generując wyższe harmoniczne napięcia). Ponadto pierwsza harmoniczna w prądach fazowych odbiorników zasilanych przez przekształtniki jest przesunięta w fazie względem pierwszej harmonicznej napięcia. Odbiorniki te oprócz energii związanej z mocą czynną pobierają dodatkową energię związaną z mocą bierną.

Jednocześnie wzrasta liczba procesów przemysłowych wymagających energii elektrycznej o wysokich parametrach jakościowych. Dlatego jest konieczne stosowanie układów do poprawy jakości energii elektrycznej, takich jak kompensatory mocy biernej, filtry pasywne oraz filtry aktywne szeregowy i równoległy oraz układy zintegrowanych filtrów aktywnych. Wszystkie

te nowe, zaawansowane technicznie rozwiązania są źródłem innowacyjności w systemach przesyłowych i liniach zasilania.

W artykule przedstawiono zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC (ang. *Unified Power Quality Conditioner*) [1, 2, 5]. Układ ten umożliwia stabilizację i symetryzację napięć na odbiorniku, kompensację harmonicznych i subharmonicznych w napięciu sieci zasilającej, symetryzację prądu odbiornika, kompensację harmonicznych w prądzie odbiornika, kompensację mocy biernej oraz szybkozmiennych wahań mocy czynnej odbiornika.

Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC

Układ UPQC zbudowany jest z dwóch falowników połączonych ze sobą obwodem prądu stałego. Ze względu na wygodę sterowania oraz koszty częściej stosuje się falowniki napięcia VSI niż falowniki prądu CSI. W obu wypadkach w układzie tym falowniki wraz z układami pasywnych dolnoprzepustowych filtrów LC pełnią rolę filtrów aktywnych APF (ang. *Active Power Filter*). W zależności od charakteru pracy i sposobu dołączenia do linii zasilającej jeden z układów APF jest nazywany filtrem szeregowym (ang. *Series Filter*), a drugi filtrem równoległym (ang. *Shunt Filter*). Oba układy APF pracują jednocześnie i niezależnie

od siebie. Filtr szeregowy dołączony jest do sieci zasilającej zawsze poprzez szeregowy transformator dodawczy (ang. *Series Injection Transformer*). Filtr równoległy może być dołączony do sieci poprzez transformator lub dławik sprzęgający L_k . W układzie UPQC oba filtry aktywne – szeregowy i równoległy – połączone są ze sobą obwodem prądu stałego, w którym znajduje się magazyn energii w postaci kondensatora w układzie z falownikiem napięcia oraz w postaci dławika w układzie z falownikiem prądu. Takie połączenie dwóch oddzielnych filtrów aktywnych pozwala rozwiązać większość problemów dotyczących jakości energii elektrycznej, napięcia i prądu. Jest to popularna topologia, stosowana w systemach do poprawy jakości energii elektrycznej. Aktywny filtr równoległy odgrywa główną rolę w poprawnym działaniu układu UPQC, zapewniając odpowiedni poziom oraz stabilizację napięcia w obwodzie pośredniczącym prądu stałego. W celu kompensacji mocy biernej oraz wyższych harmonicznych w prądzie odbiornika układ musi generować przebieg chwilowy prądu dodatkowego $i_k(t)$ spełniający równanie:

$$i_k(t) = i_s^*(t) - i_o(t) \quad (1)$$

gdzie:

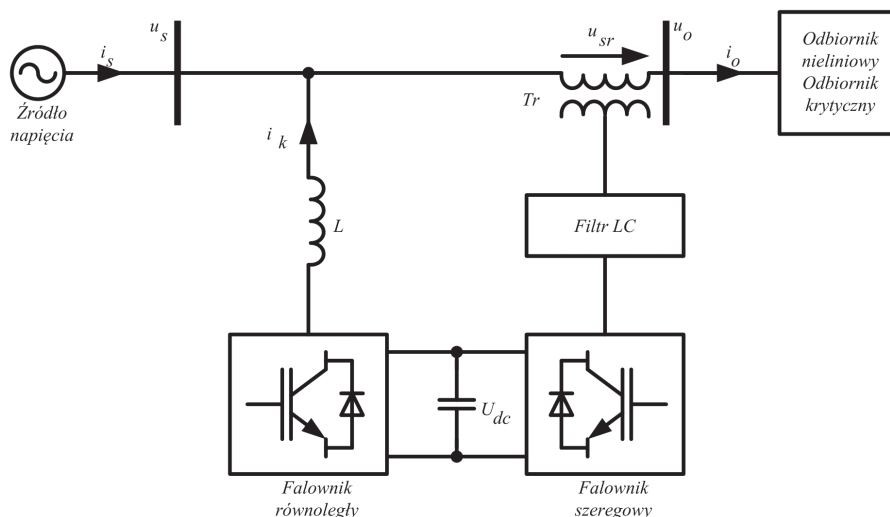
$i_s^*(t)$ – wzorcowy przebieg prądu, $i_o(t)$ – przebieg prądu odbiornika.

Podobnie jak filtr równoległy, tak i filtr szeregowy, w celu kompensacji wyższych harmonicznych oraz niepożądanych składowych zgodnych i przeciwnych w przebiegu chwilowym napięcia zasilającego, musi generować przebieg chwilowy napięcia dodatkowego $u_k(t)$ spełniający równanie:

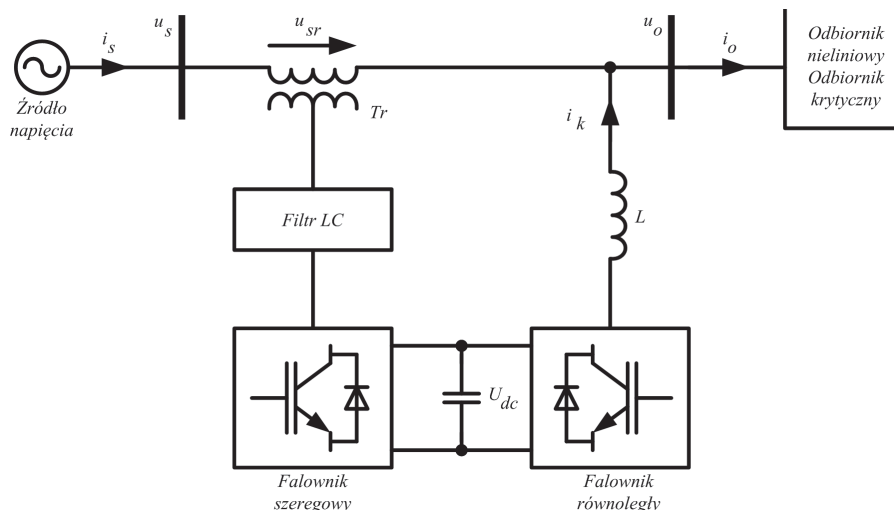
$$u_{sr}(t) = u_o^*(t) - u_s(t) \quad (2)$$

gdzie:

$u_o^*(t)$ – wzorcowy przebieg napięcia, $u_s(t)$ – przebieg napięcia zasilającego.



Rys. 1. Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC-L



Rys. 2. Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC-R

Kryterium, według którego można podzielić układy UPQC, jest kolejność podłączenia filtra szeregowego i równoległego. Dla układu, w którym filtr szeregowy znajduje się od strony odbiornika, stosuje się akronim UPQC-L [2]. Na rys. 1 pokazano układ o topologii UPQC-L. Układ, w którym od strony odbiornika znajduje się filtr równoległy, opisuje akronim UPQC-R [2]. Na rys. 2 pokazano układ o topologii UPQC-R.

Układ o topologii UPQC-L jest układem korzystniejszym dla pracy transformatora Tr. W takim wypadku dzięki kompensacji prądu odbiornika transformator nie jest obciążony mocą bierną oraz wyższymi harmonicznymi w prądzie odbiornika.

Konieczność podłączenia do sieci zarówno 1-fazowych, jak i 3-fazowych odbiorników wymusza stosowanie czteroprzewodowych 3-fazowych sieci prądu przemiennego. Na rys. 3 pokazano układ UPQC podłączony do sieci czteroprzewodowej. Układ z rys. 3 posiada w obwodzie prądu stałego dzielną kondensator z wyprowadzonym przewodem zerowym.

Wyniki badań laboratoryjnych UPQC

Badania układu UPQC zostały przeprowadzone dla układu o topologii z rys. 3 pod kątem kompensacji harmonicznych w prądach przewodowych odbiornika, kompensacji mocy biernej odbiornika, stabilizacji i symetryzacji prądów przewodowych odbiornika, kompensacji harmonicznych w napięciu fazowym, stabilizacji napięć fazowych, kompensacji zapadów napięcia, kompensacji przepięć, kompensacji kołysań napięcia fazowego.

Kompensacja harmonicznych w napięciu fazowym i prądzie przewodowym sieci zasilającej odbiornik nieliniowy

W badaniu zamodelowano sieć zasilającą o odkształconym napięciu u_s . Przed kompensacją harmonicznych, zawartość procentowa poszczególnych harmonicznych w napięciu odbiornika u_o wynosi: $HD_3 = 10\%$, $HD_5 = 5\%$, $HD_7 = 2\%$. Dla takiego kształtu przebiegu napięcia u_o współczynnik całkowitego

odkształcenia wynosi $THD = 11,36\%$. Ze względu na nieliniowy charakter odbiornika, jakim jest sześciopulsowy prostownik mostkowy, w przebiegu prądu przewodowego i_o największy udział mają harmoniczne:

$HD_3 = 14,19\%$	$HD_{13} = 2,26\%$
$HD_5 = 21,35\%$	$HD_{15} = 2,22\%$
$HD_7 = 3,74\%$	$HD_{17} = 2,53\%$
$HD_9 = 3,60\%$	$HD_{19} = 1,25\%$
$HD_{11} = 4,88\%$	$HD_{21} = 1,21\%$

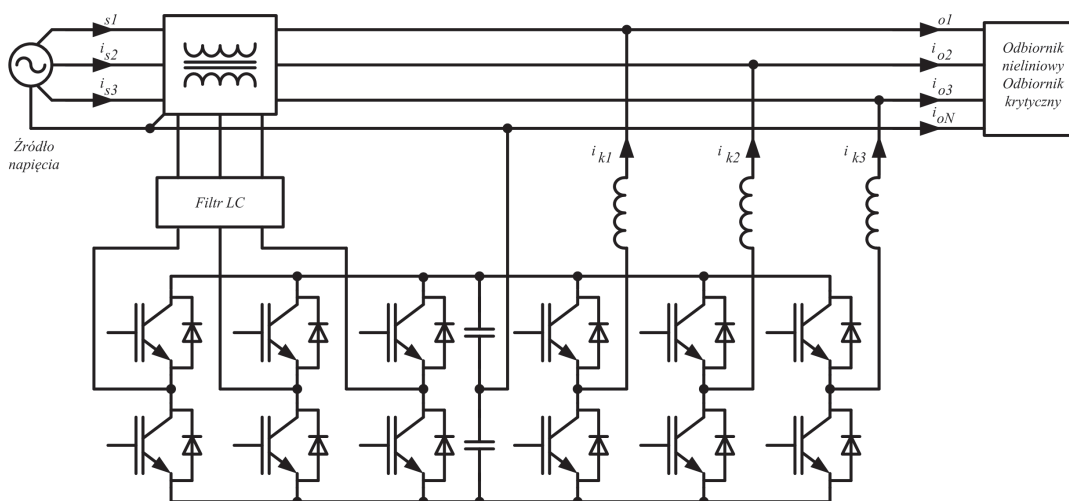
Dla takiego kształtu przebiegu prądu i_o współczynnik całkowitego odkształcenia wynosi $THD = 27\%$.

Na rys. 5a zestawiono zawartość harmonicznych w przebiegu napięcia fazowego odbiornika u_o przed i po skompensowaniu harmonicznych. Współczynnik całkowitego odkształcenia dla napięcia odbiornika u_o zmalał blisko sześciokrotnie i wynosi $THD = 1,89\%$. Jednoczesne włączenie kompensacji harmonicznych w napięciu fazowym odbiornika u_o oraz w prądzie przewodowym odbiornika i_o nie powoduje spadku napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym. Są one utrzymywane na stałym poziomie.

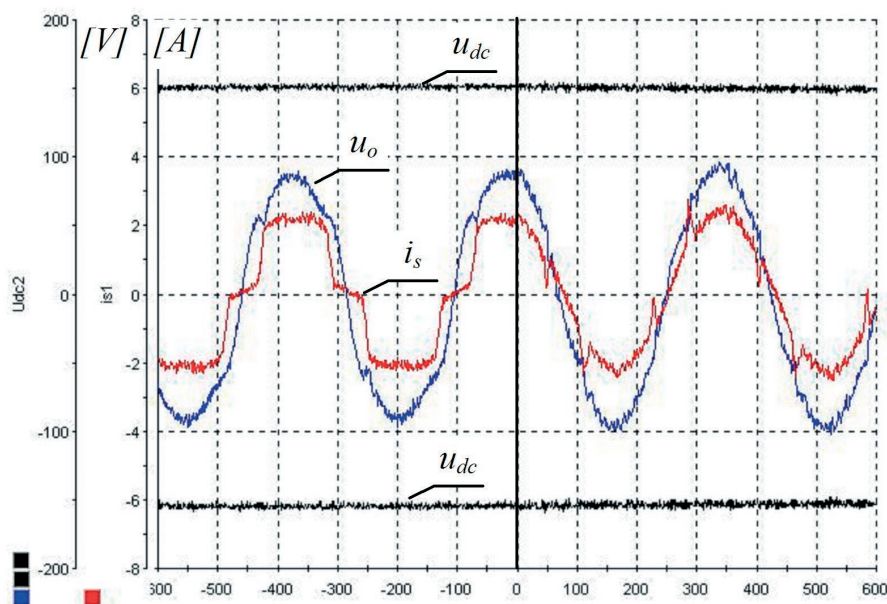
Na rys. 5b pokazano zawartość harmonicznych w prądzie odbiornika i_o w przebiegu prądu przewodowego pobieranego z sieci zasilającej i_s . Po kompensacji jest ona równa:

$HD_3 = 0,42\%$	$HD_{13} = 0,19\%$
$HD_5 = 1,62\%$	$HD_{15} = 0,16\%$
$HD_7 = 1,50\%$	$HD_{17} = 0,41\%$
$HD_9 = 0,35\%$	$HD_{19} = 0,23\%$
$HD_{11} = 0,37\%$	$HD_{21} = 0,29\%$

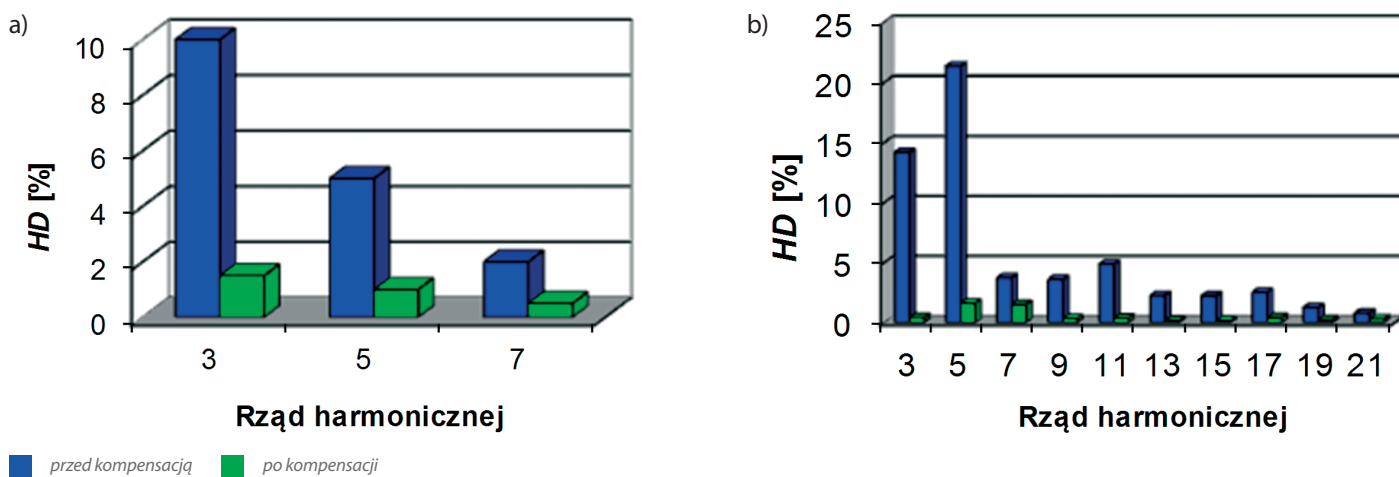
Współczynnik całkowitego odkształcenia dla prądu przewodowego sieci zasilającej i_s po kompensacji zmniejszył się do wartości $THD = 2,38\%$.



Rys. 3. UPQC podłączony do sieci czteroprzewodowej 3-fazowej prądu przemiennego



Rys. 4. Przebieg napięcia fazowego odbiornika u_o , przebieg prądu przewodowego sieci i_s , przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$ przed i po skompensowaniu harmonicznych



Rys. 5a. Zawartość harmonicznych w napięciu fazowym odbiornika u_o

Rys. 5b. Zawartość harmonicznych w prądzie przewodowym sieci zasilającej i_s

Kompensacja mocy biernej odbiornika

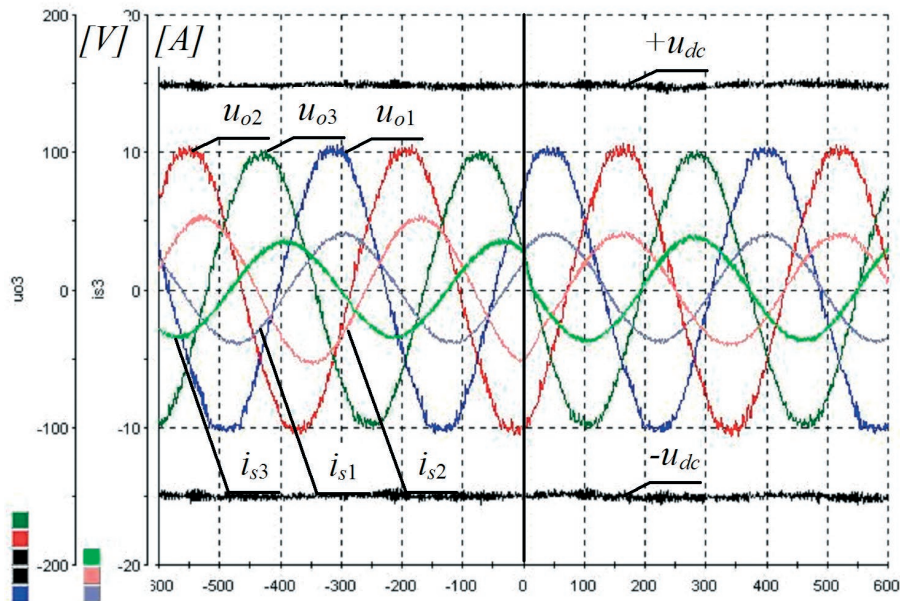
Badania wykonano dla układu z niesymetrycznym odbiornikiem liniowym typu RL . Współczynnik mocy dla poszczególnych faz wynosi: $\cos\varphi_1 = 0,96$ ($\varphi_1 = 16^\circ$ el.), $\cos\varphi_2 = 0,90$ ($\varphi_2 = 23,7^\circ$ el.), $\cos\varphi_3 = 0,83$ ($\varphi_3 = 34,21^\circ$ el.).

Kompensacja niesymetrii odbiornika

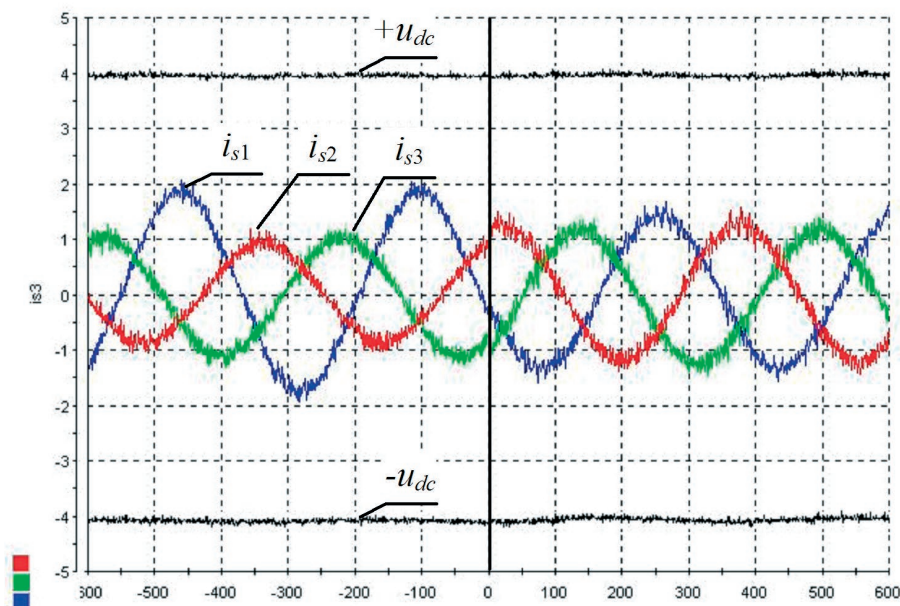
Badania przeprowadzono dla układu UPQC z niesymetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Obciążenie w fazie pierwszej jest dwukrotnie większe niż w fazach pozostałych. Odbiornik jest zasilany napięciem nieodkształconym. Przebieg prądu przewodowego sieci

zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} oraz przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$ przedstawiono na rys. 7.

Po włączeniu kompensacji niesymetrii odbiornika następuje symetryzacja i stabilizacja przebiegów prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} . Przebiegi poszczególnych prądów przewodowych odbiornika i_{o1}, i_{o2}, i_{o3} zostają odpowiednio uśrednione, tak aby każda z faz była tak samo obciążona. Przebiegi prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} są w fazie z przebiegami napięć linii zasilającej u_{s1}, u_{s2}, u_{s3} . Po włączeniu kompensacji niesymetrii odbiornika wartości średnie napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym pozostają bez zmian. Utrzymywane są one na stałym poziomie.



Rys. 6. Przebieg napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} , prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1} , i_{s2} , i_{s3} oraz przebiegi napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie stałoprądowym



Rys. 7. Przebiegi prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1} , i_{s2} , i_{s3} przed i po kompensacji niesymetrii odbiornika

Kompensacja subharmonicznych w napięciu fazowym odbiornika – kołysanie

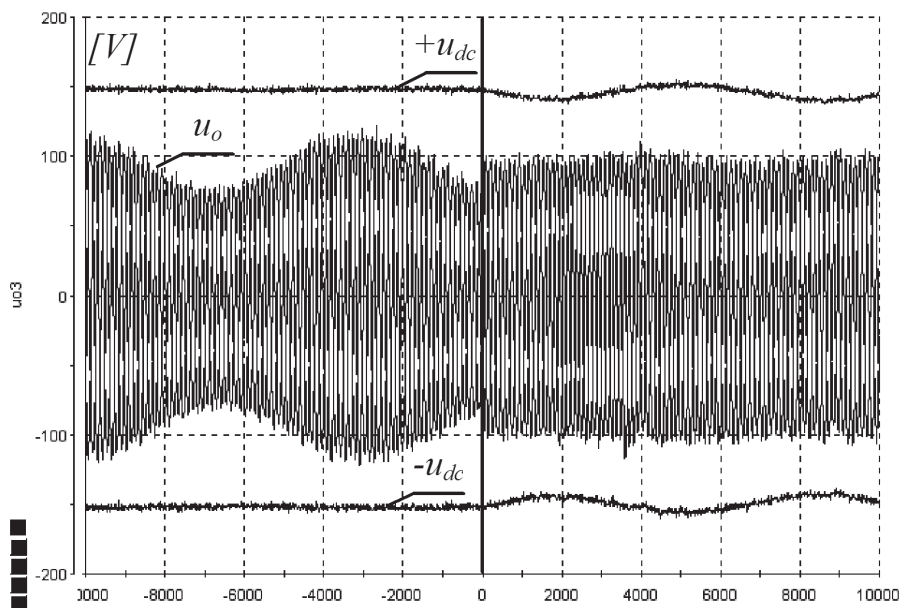
Badania przeprowadzono dla układu z symetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Odbiornik jest zasilany napięciem 3-fazowym o przebiegu sinusoidalnym. Dodatkowo do przebiegów napięć fazowych odbiornika dodano subharmoniczną (kołysanie napięcia) o częstotliwości 2,5 Hz i amplitudzie 20% amplitudy napięcia odbiornika.

Na rys. 8. przedstawiono przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$.

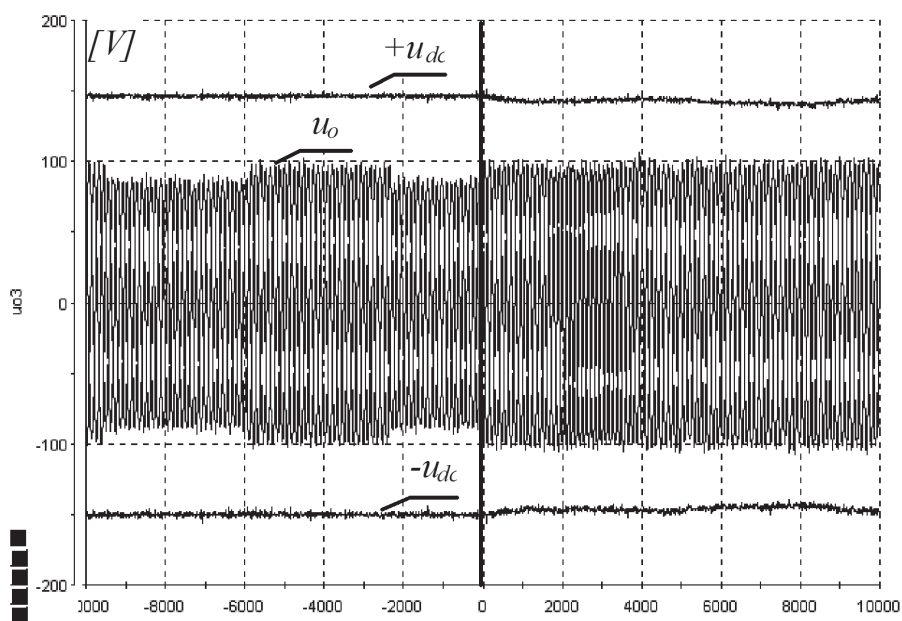
Po włączeniu kompensacji subharmonicznych w napięciu odbiornika $u_{o1,2,3}$ następuje stabilizacja amplitudy napięcia fazowego na zadanym poziomie. W przebiegach napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym pojawia się subharmoniczna o częstotliwości subharmonicznej występującej w napięciu odbiornika i amplitudzie stanowiącej 50% amplitudy kołysania.

Kompensacja krótkotrwałego zapadu napięcia fazowego

Badania przeprowadzono dla układu UPQC z symetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Odbiornik jest zasilany napięciem $u_{o1,2,3}$



Rys. 8. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} z kołysaniem 20% przed i po kompensacji kołysania napięcia fazowego



Rys. 9. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} na odbiorniku z zapadem 10% przed i po kompensacji zapadu

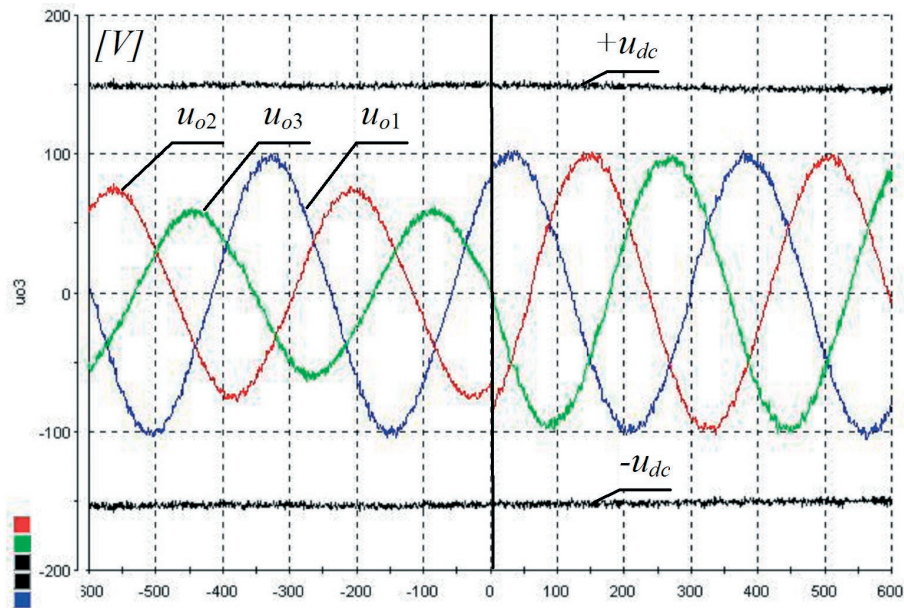
o przebiegu sinusoidalnym. Dodatkowo do przebiegów napięć fazowych sieci dodano zapad napięcia o wartości 10% amplitudy napięcia i czasie trwania 200 ms.

Na rys. 9. przedstawiono przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$.

Po włączeniu kompensacji zapadu napięć odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} następuje stabilizacja amplitudy napięcia fazowego na zadanym poziomie. W przebiegach napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym w momencie wystąpienia zapadu pojawia się spadek napięcia o wartości 50% amplitudy zapadu.

Kompensacja niesymetrii napięć fazowych odbiornika

Badania przeprowadzono dla układu z symetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Na rys. 10 pokazano przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie stałoprądowym. W fazie drugiej zamodelowano 20-proc. zapad napięcia fazowego a w fazie trzeciej 40-proc. Amplituda fazy pierwszej pozostaje bez zmian.



Rys. 10. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć w obwodzie stałoprądowym $\pm u_{dc}$

6. Wnioski

W ramach badań zostały potwierdzone możliwości pozytywnego oddziaływania układu UPQC na sieć zasilającą pod kątem poprawy jakości energii elektrycznej poprzez:

- kompensację harmonicznym w prądach przewodowych odbiornika
- kompensację mocy biernej odbiornika
- stabilizację i symetryzację prądów przewodowych odbiornika
- kompensację harmonicznym w napięciu fazowym
- stabilizację napięć fazowych
- kompensację zapadów napięcia
- kompensację przepięć
- kompensację kołysań napięcia fazowego.

BIBLIOGRAFIA

1. Khadkikar V., Enhancing Electric Power Quality Using UPQC: A Comprehensive Overview, *IEEE Transactions on Magnetics* 2012, Vol. 27, No. 5, s. 2284–2297.
2. Ghosh A., Ledwich G., Power Quality Enhancement Using Custom Power Devices, Boston, MA: Kluwer, 2002.
3. Rajasree R., Premalatha S., Unified power quality conditioner (UPQC) control using feed forward (FF)/feedback (FB) controller, *IEEE Computer, Communication and Electrical Technology*, 18-19.03.2011, s. 364–369.
4. Strzelecki R., Supronowicz H., Współczynnik mocy w systemach zasilania prądu przemiennego i metody jego poprawy, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000.
5. Fujita H., Akagi H., The unified power quality conditioner: The integration of series and shunt-active filters, *Transactions on Power Electronics* 1998, Vol. 13, No. 2, s. 315–322.

Piotr Fabijański

dr inż.

Politechnika Warszawska

Wydział Elektryczny

e-mail: piotr.fabijanski@ee.pw.edu.pl

Studia odbył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, stopień doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (2009). Jego zainteresowania badawcze to: jakość energii elektrycznej w sieciach zasilających prądu przemiennego oraz jej poprawa, kompensacja mocy biernej, aktywna filtracja wyższych harmonicznym w przebiegach napięcia i prądu, aktywne filtry szeregowo i równoległe.

Improving Power Quality in AC Supply Grids

Keywords

power quality, UPQC, APF, THD ratio, HD ratio

Abstract

This paper describes a digital and actual model of the UPQC (Unified Power Quality Conditioner) integrated system for power quality improvement. The UPQC's design and its connection to an AC supply grid, 1-phase and 3-phase alike, provide effective compensation of unwanted interferences in the waveforms of load supply voltages and non-linear load currents. This article presents an overview of topologies and control strategies. The study of the UPQC confirmed its positive impact on the power quality. The electricity parameters were significantly improved. Total harmonic distortion in supply voltage THDu decreased six-fold to 1.89%, and total harmonic distortion in load current THDi decreased more than ten-fold to 2.38% for a non-linear load (uncontrolled bridge rectifier with load L). Additionally, symmetrization of supply voltages and reactive power compensation Q of linear load was obtained. The UPQC integrated system for power quality improvement can be used wherever high-quality and PN-EN 50160 standard – compliant electricity is required.

Problematyka kompensacji mocy biernej linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia

Autorzy

Zbigniew Lubośny
 Jacek Klucznik
 Krzysztof Dobrzyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kompensacja mocy biernej, linie napowietrzne, dławik bocznikowy

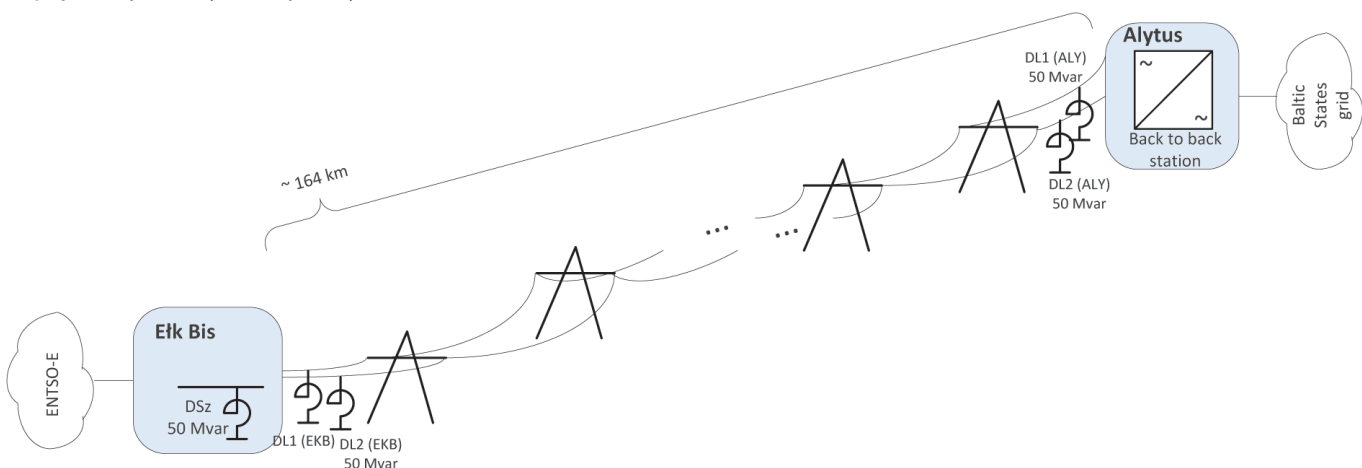
Streszczenie

W artykule przedstawiono rozważania dotyczące doboru dławików kompensacyjnych dla linii elektroenergetycznej dwutorowej wysokiego napięcia 400 kV, na przykładzie nowo budowanej linii Elk Bis – Alytus. W analizach uwzględniono różne stany pracy układu. Zamieszczone wyniki dotyczą poziomów napięć w stanach ustalonych, podczas procesów łączeniowych oraz zwarć.

1. Wstęp

Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia są źródłem mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, gdzie poziom tej mocy zależy od poziomu mocy przesyłanej linią, jej długości i parametrów samej linii. Im bardziej niedociążona jest linia, tym większą wartość mocy biernej generuje. To z kolei przekłada się wprost na napięcie na linii oraz na poziomy napięć w najbliższym jej sąsiedztwie. W szczególnych przypadkach może się okazać, że napięcia w normalnych stanach pracy są zbyt wysokie, tzn. przekraczają wartości dopuszczalne długotrwale. Taka sytuacja może wystąpić zwłaszcza podczas pracy systemu elektroenergetycznego niedociążonego, tak jak ma to miejsce np. w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w dni świąteczne oraz w dolinie letniej. W celu eliminacji wpływu danej linii na napięcie często stosuje się dławiki bocznikowe, mające za zadanie kompensowanie mocy biernej generowanej przez linię [1, 2, 4]. Miejsce zainstalowania dławików (lub dławika) zależy od sytuacji napięciowej w danym miejscu systemu.

Aktualnie budowana jest dwutorowa linia elektroenergetyczna wysokiego napięcia 400 kV, mająca stanowić most energetyczny łączący system europejski ENTSO-E (w jego ramach pracuje KSE) oraz systemy krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy oraz Estonii) [1, 4]. Przy czym połączenie to jest realizowane z wykorzystaniem układu przekształtnikowego *back-to-back* znajdującego się na terenie Litwy. Wstępne analizy pracy tej linii wykonane przez PSE SA wykazały, że występuje konieczność zastosowania kompensacji mocy biernej generowanej przez linię. Założono, że kompensacja będzie realizowana przez cztery dławiki bocznikowe, zainstalowane na dwóch końcach linii (rys. 1). W początkowej fazie projektu dobrano sumaryczną moc dławików (4×50 Mvar) przyłączonych do linii w celu pełnej kompensacji mocy biernej linii. Oprócz dławików, przyłączonych bezpośrednio do linii w stacji Elk Bis, zostanie zainstalowany dodatkowy dławik szynowy, również o mocy 50 Mvar.



Rys. 1. Schemat poglądowy dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV Elk Bis – Alytus

Powyżej opisany układ w początkowym etapie pracy ma zapewnić przepływ mocy czynnej na poziomie ± 500 MW. W następnym etapie planowane jest przesyłanie mocy na poziomie ± 1000 MW.

2. Napięcia linii w stanach ustalonych

Warunki napięciowe w stanach ustalonych należy określić dla różnych konfiguracji pracy układu przedstawionego na rys. 1, uwzględniając przy tym możliwość wyłączeń elementów sieciowych w najbliższej okolicy linii. Przeanalizowano następujące konfiguracje sieci elektroenergetycznej:

- ALY 0 MW: nie jest przesyłana moc łączem HVDC
- ALY -500 MW: eksport mocy 500 MW w kierunku Litwy
- ALY +500 MW: import mocy 500 MW z Litwy
- EKB-A3: wyłączony transformator EKB-A3 (w stacji Ełk)
- ELK-A1: wyłączony transformator ELK-A1 (w stacji Ełk)
- ELK-A2: wyłączony transformator ELK-A2 (w stacji Ełk)
- EKB-ALY 1: wyłączony tor nr 1 linii Ełk Bis – Alytus
- LMS-EKB 1: wyłączony tor nr 1 linii Łomża – Ełk Bis
- EKB111-ELK111: wyłączona linia EKB111-ELK111
- NAR-LMS: wyłączona linia Narew-Łomża
- OST-LMS A: wyłączony tor nr 1 linii Ostrołęka – Łomża
- DL-1 EKB: wyłączony dławik przyłączony do toru 1 po stronie EKB
- DL-2 EKB: wyłączony dławik przyłączony do toru 2 po stronie EKB
- DL-1 DL-2 EKB: wyłączone oba dławiki po stronie EKB
- DL-SZ EKB: wyłączony dławik przyłączony do szyn EKB
- DL-1 ALY: wyłączony dławik przyłączony do toru 1 po stronie ALY
- DL-2 ALY: wyłączony dławik przyłączony do toru 2 po stronie ALY
- DL-1 DL-2 ALY: wyłączone oba dławiki po stronie ALY.

Pierwsze trzy konfiguracje odpowiadają pracy systemu z wyłączonymi wszystkimi elementami rozważanej sieci. Linia Ełk Bis – Alytus pracuje w tych przypadkach z załączonymi dwoma torami. Kolejne warianty odpowiadają importowi 500 MW mocy (przepływ mocy w kierunku stacji Ełk Bis) oraz wyłączeniu jednego

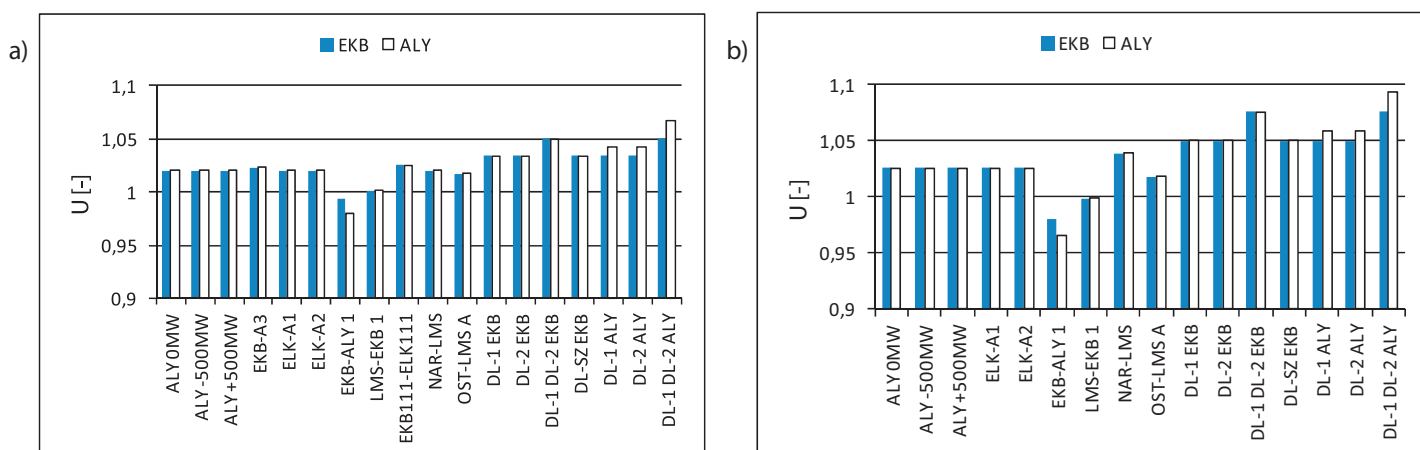
lub dwóch elementów sieci – w stosunku do stanu pełnego (podstawowego).

Wyniki obliczeń (poziomy napięć) zaprezentowane na poniższych rysunkach podano w jednostkach względnych odniesionych do napięcia znamionowego sieci. Dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV napięciem dopuszczalnym długotrwale w stanach normalnych jest napięcie 420 kV, tj. równe 1,05 w jednostkach względnych. Natomiast dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV napięciem dopuszczalnym długotrwale w stanach normalnych jest napięcie równe 1,1 w jednostkach względnych.

Wyniki zaprezentowane na rys. 2 pokazują, że praca systemu w dolinie obciążenia wiąże się z wyższymi poziomami napięć zarówno w stacji Ełk Bis, jak i w stacji Alytus. Konfiguracje pracy sieci, dla których obserwuje się nadmiernie wysokie poziomy napięć, to te związane z wyłączeniem dławików w stacji Alytus. Również konfiguracje pracy z dławikami wyłączonymi w stacji Ełk Bis prowadzą do napięć o wartościach granicznych górnych (szczyt zimowy) lub nadmiernie wysokich (dolina letnia). Oznacza to, że w normalnych stanach pracy systemu w szczycie zimowym (w okresach dużego obciążenia systemu) w stacji Alytus powinien być załączony co najmniej jeden dławik liniowy, a w stacji Ełk Bis dławik szynowy i co najmniej jeden dławik liniowy. Natomiast w okresach małego obciążenia (w tym w dolinie letniej) powinny być załączone wszystkie dławiki, tj. szynowy w stacji Ełk Bis oraz liniowe w linii Ełk Bis – Alytus.

Z powyższych analiz wynika, że z punktu widzenia poziomów napięć w rozważanych stacjach elektroenergetycznych w okresach niskiego obciążenia w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wymagane jest załączanie pięciu dławików (5×50 Mvar), tj. dławika szynowego w stacji Ełk Bis oraz dławików liniowych linii Ełk Bis – Alytus. W okresach dużego obciążenia w systemie elektroenergetycznym możliwa jest praca z załączonymi czterema dławikami (4×50 Mvar), tj. z wyłączonym jednym dławikiem w stacji Ełk Bis lub z wyłączonym jednym dławikiem w stacji Alytus.

Występowanie łącza HVDC w stacji Alytus powoduje, że możliwe są również stany pracy związane z załączaniem tego łącza



Rys. 2. Poziomy napięć na szynach EKB i ALY; a) szczyt zimowy, b) dolina letnia

Wariant	LMS-EKB tor 1	LMS-EKB tor 2	EKB-ALY tor 1	EKB-ALY tor 2	Dławk szynowy EKB	Dławk liniowy EKB T1	Dławk liniowy EKB T2	Dławk liniowy ALY T1	Dławk liniowy ALY T2
1	+	+	+	+	-	-	-	-	-
2	+	+	+	+	+	-	-	-	-
3	+	+	+	+	-	+	+	-	-
4	+	+	+	+	+	+	+	-	-
5	+	+	+	+	-	-	-	+	-
6	+	+	+	+	-	-	-	+	+
7	+	+	+	+	-	+	+	+	+
8	+	+	+	+	+	+	+	+	+

„-” oznacza element wyłączony; „+” oznacza element załączony

Tab. 1. Konfiguracje pracy rozważanego fragmentu sieci

do pracy. W takim przypadku sekwencja procesu łączeniowego będzie (może być) następująca:

Krok 1: jednostronne załączenie linii Ełk Bis – Alytus w stacji Ełk Bis

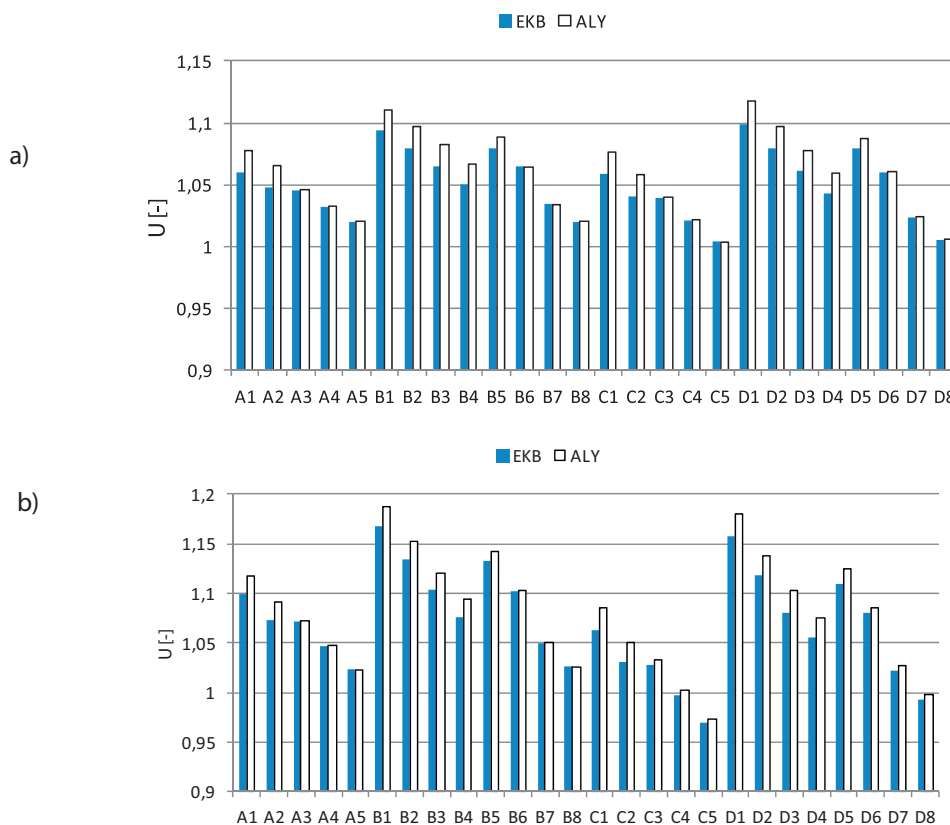
Krok 2: załączenie linii w stacji Alytus

Krok 3: załączenie łącza HVDC.

Powyższe oznacza, że będą występowały okresy jednostronnego załączenia linii Ełk Bis – Alytus, nieobciążonej lub „obciążonej” dławikiem liniowym. Przeanalizowano kilkanaście konfiguracji pracy rozważanego układu. Wybrane wyniki zamieszczono poniżej, przy czym oznaczenia przyjęte na prezentowanych rysunkach są następujące:

- A – jednostronne załączenie jednego toru linii Ełk Bis – Alytus
- B – jednostronne załączenie obu torów linii
- C – jednostronne załączenie jednego toru linii Ełk Bis – Alytus realizowane poprzez tor Łomża – Ełk Bis – Alytus. Oznacza to, że stacja Ełk Bis nie jest połączona z siecią 110 kV
- D – jednostronne załączenie obu torów linii realizowane poprzez tor Łomża – Ełk Bis – Alytus, przy czym linia Łomża – Ełk Bis pracuje z załączonym jednym torem.

Ponadto do każdej litery dodawana jest cyfra, która oznacza stan pracy wybranych elementów sieci (tab. 1).



Rys. 3. Poziomy napięć na szynach EKB i ALY; a) szczyt zimowy, b) dolina letnia

Z wyników zaprezentowanych na rys. 3 można wnioskować, że również w procesie tworzenia toru do załączenia łączy HVDC wymagane jest załączenie dławika szynowego i dławików liniowych (warianty A5, B8) lub ewentualnie tylko dławików liniowych (warianty A4, B7). Wyniki obliczeń dla wariantu C pokazują, że możliwe jest również podanie do stacji Alytus napięcia pojedynczym torem linii Łomża – Ełk Bis – Alytus. W tym przypadku załączone powinny być również dławiki liniowe i ewentualnie dławik szynowy.

3. Zjawiska napięciowe podczas procesów łączeniowych

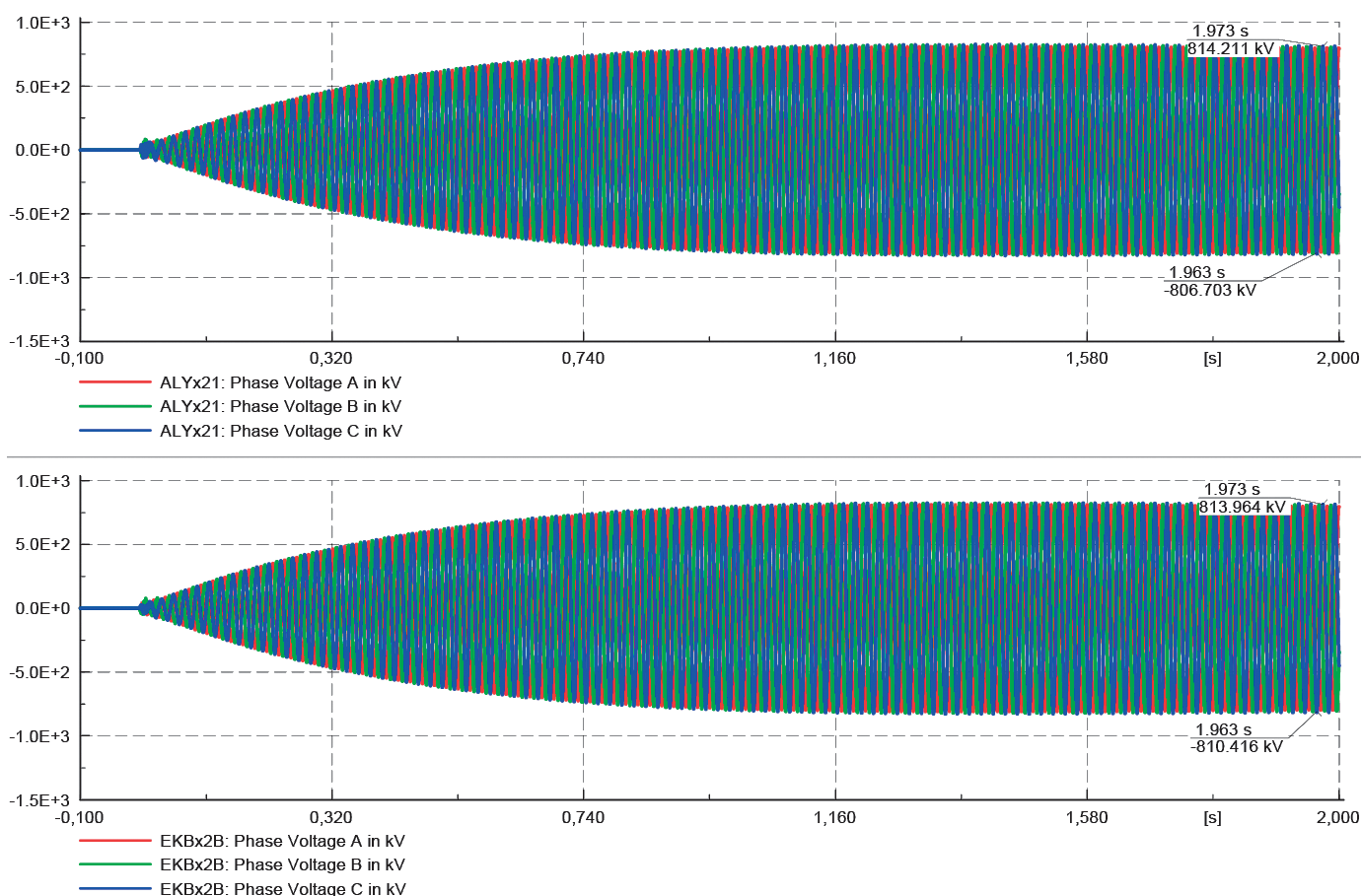
Praca prezentowanego układu związana jest z koniecznością prowadzenia procesów łączeniowych. Wynikają one zarówno z normalnych procedur ruchowych, jak również mogą być wynikiem powstałego w linii zakłócenia, np. zwarcia.

Dławiki bocznikowe mogą pracować z różnie skonfigurowanym punktem neutralnym (PN): izolowanym, uziemionym bezpośrednio lub uziemionym przez dławik uziemiający (NGR). Przyjęcie danego rozwiązania nie pozostaje bez wpływu na zjawiska napięciowe obserwowane podczas procesów łączeniowych w linii. Poniżej przedstawiono wybrane wyniki dla różnych rozwiązań pracy punktu neutralnego dławików podczas procesów łączeniowych.

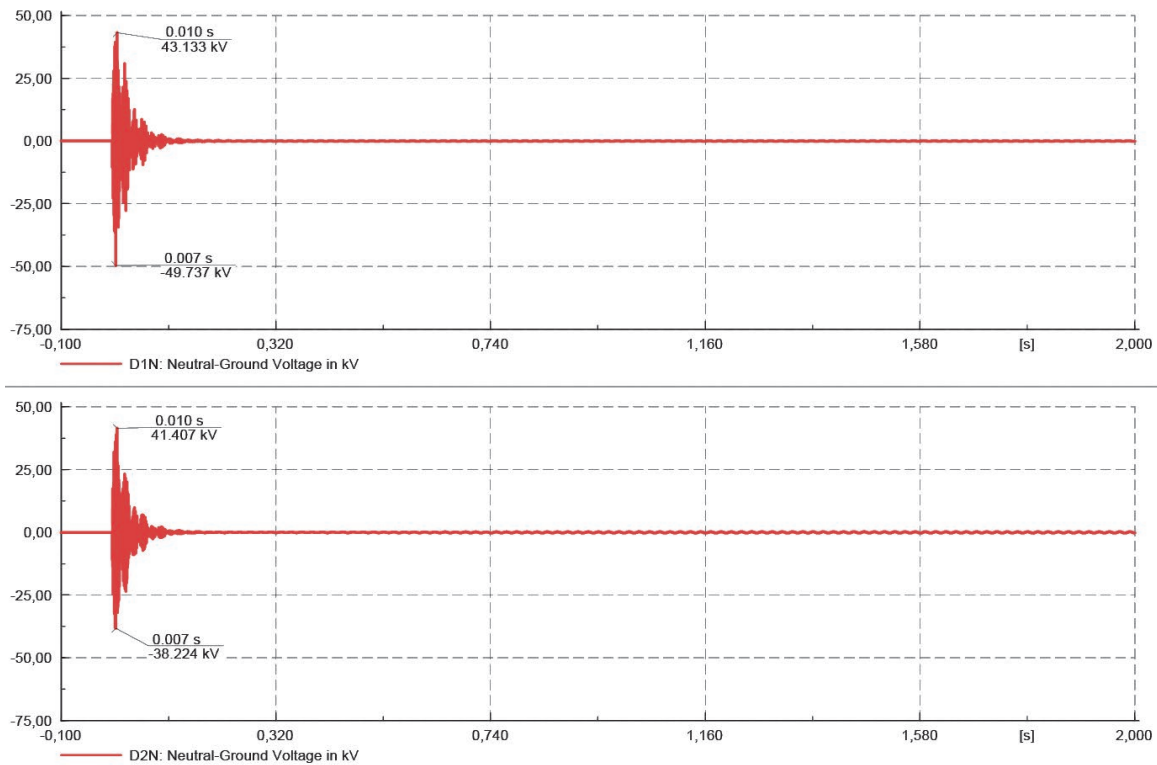
3.1. Symetryczne załączenie jednostronne jednego toru linii

Załączenie jednostronne trójfazowe (symetryczne) jednego (pierwszego) toru linii EKB-ALY w EKB (drugi tor pozostaje wyłączony) jest dopuszczalne dla dowolnej konfiguracji dławików w torze załączanym, ale w drugim torze dławiki liniowe muszą być wyłączone lub załączony może być tylko jeden dławik liniowy z PN uziemionym za pomocą dławika NGR. Pozostawienie wyłączanego toru linii z załączonymi dwoma dławikami liniowymi o mocy 50 Mvar prowadzi do rezonansu i dużych poziomów napięcia w tym torze. Taką sytuację pokazano na rys. 4, gdzie przebiegi odpowiadają sytuacji, w której wszystkie dławiki są załączone, dławik szynowy i dławiki liniowe po stronie stacji Ełk Bis mają punkt neutralny uziemiony bezpośrednio, a dławiki liniowe po stronie stacji Alytus są uziemione przez dławik NGR. Przyczyną takiego stanu (rezonansu) jest zaprojektowanie dławików do pełnej kompensacji mocy biernej linii.

Z kolei praca dławika (dławików) w stacji Ełk Bis z izolowanym PN w powyższych przypadkach (dławiki pozostają na szynach EKB) jest dopuszczalna – chwilowa wartość napięcia w PN dławików nie przekracza 45 kV, a proces przejściowy zanika w czasie ok. 0,2 s (rys. 5).



Rys. 4. Napięcia fazowe na końcach wyłączonego toru II linii EKB-ALY

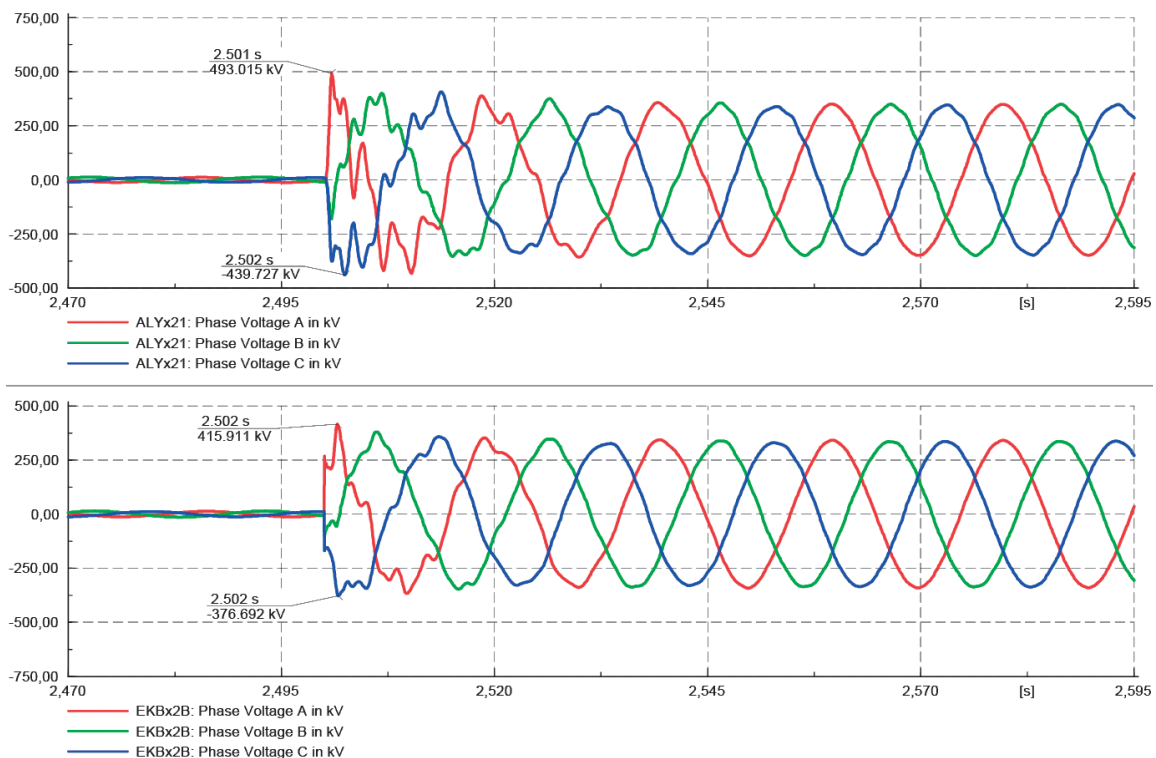


Rys. 5. Napięcia w punkcie gwiazdowym dławików liniowych przyłączonych do szyn stacji Elk Bis

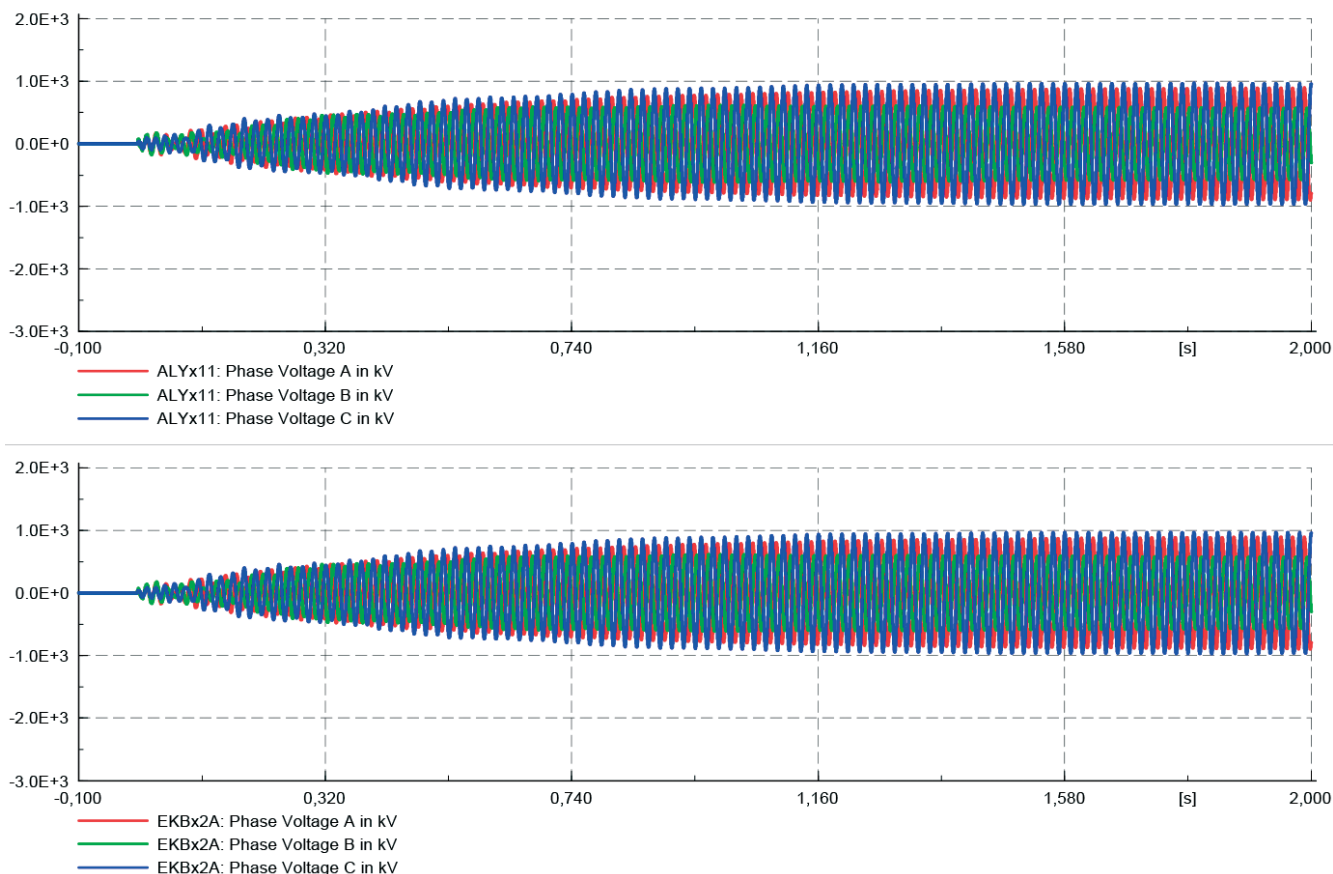
3.2. Symetryczne załączenie jednostronne drugiego toru linii

Załączenie jednostronne drugiego toru linii EKB-ALY, gdy pierwszy tor jest załączony i obciążony, w przypadku braku dławików

liniowych lub obecności dławików liniowych (w EKB PN dławików jest uziemiony lub izolowany, w ALY PN dławików jest uziemiony przez dławik uziemiający), jest dopuszczalne. Pojawiają się tylko niewielkie, typowe przebiegi łączeniowe (rys. 6).



Rys. 6. Napięcia fazowe na końcach toru II linii EKB-ALY



Rys. 7. Napięcia fazowe na końcach wyłączzonego toru I linii EKB-ALY

Również 3-fazowe załączenie drugiego toru linii do pracy, gdy była załączona jednostronnie, gdy pierwszy tor jest już załączony, oraz proces odwrotny, tj. jednostronne wyłączenie toru z pracy, nie niosą ze sobą żadnych zagrożeń.

3.3. Niesymetryczne załączenie jednostronne drugiego toru linii

W przypadku niesymetrycznych łączy wyższe poziomy napięć pojawiają się: gdy linia EKB-ALY pracuje lub jest załączana do pracy z jednym torem (drugi tor pozostaje wyłączony), inaczej niż ma to miejsce przy pracy linii jako dwutorowej. Jako przykład niesymetrycznego łączy linii do pracy jednotorowej na rys. 7 zamieszczono przebiegi pokazujące, że w przypadku 2-fazowego załączenia/wyłączenia toru linii napięcie fazowe w torze wyłączonym może przekroczyć 1000 kV w szczycie (do pracy załączany jest tor II, przy wyłączonym torze I). W podanym przykładzie pracują dławiki liniowe o mocy 50 Mvar każdy, z PN uzziemionym bezpośrednio (tj. bez stosowania dławika uzziemniającego w punkcie neutralnym dławika liniowego).

Zastosowanie dławika uzziemniającego w tym przypadku nie poprawia sytuacji. Napięcie indukowane (wartość szczytowa) w torze wyłączonym osiąga również wartość zbliżoną do 1000 kV.

Powyższe analizy wskazują, że zaprojektowany układ, ze względu na prawdopodobieństwo pojawienia się rezonansu, nie jest

wskazany. Docelowo zaprojektowano układ, w którym po stronie stacji Elk Bis są zainstalowane: dławik szynowy oraz dwa dławiki liniowe (po jednym na każdy tor) o mocy 50 Mvar każdy, z uzziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Z kolei po stronie stacji Alytus zainstalowane są dwa dławiki (po jednym na każdy tor) o mocy 72 Mvar każdy, z uzziemionym punktem neutralnym przez dławik NGR.

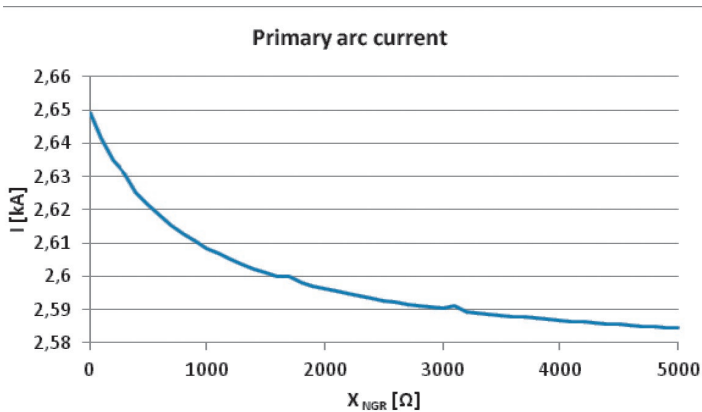
3.4. Dobór dławika uzziemniającego (NGR)

Dławik uzziemniający ma relatywnie niewielki wpływ na napięcia w stanach symetrycznych, co wynika ze względnie małej niesymetrii obwodu wprowadzanej głównie przez linię elektroenergetyczną EKB-ALY. Wpływ dławika widoczny jest podczas zakłóceń niesymetrycznych [5, 6]. Wpływa on m.in. na:

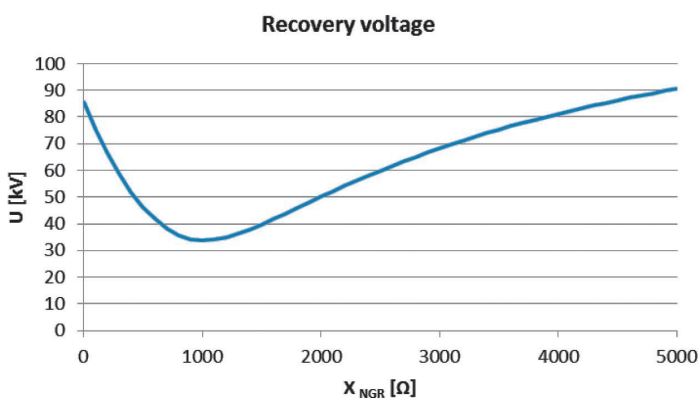
- prąd zwarcia jednofazowego w chwili początkowej zwarcia (ang. *primary arc current*) i po wyłączeniu zwartej fazy (ang. *secondary arc current*)
- napięcie w miejscu zwarcia jednofazowego po jego wyłączeniu (ang. *recovery voltage*).

Poniżej zaprezentowano wyniki wpływu wartości reaktancji dławika uzziemniającego na powyższe wielkości. Założono tu niemetaliczne zwarcie i przyjęto, że rezystancja przejścia (łuku) wynosi 50 Ω .

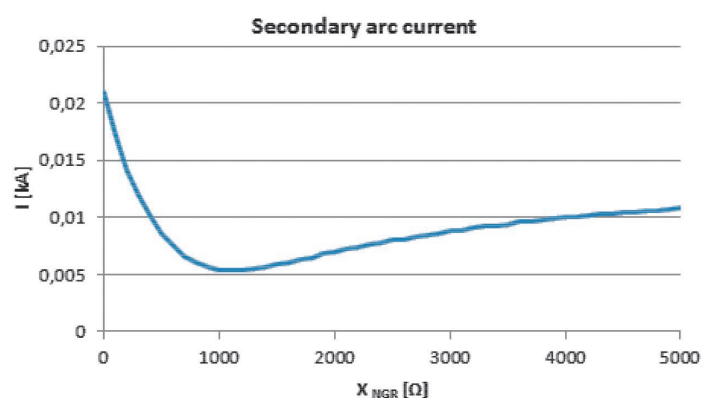
Jak wynika z rys. 8, wpływ dławika gaszącego na wartość początkową prądu zwarcia jednofazowego jest widoczny, ale jednak mały. O jego wartości decydują głównie impedancje



Rys. 8. Początkowy prąd zwarcia 1-fazowego w linii EKB-ALY (ang. *primary arc current*). Zwarcie „łukowe” modelowane rezystancją $R = 50 \Omega$



Rys. 9. Napięcie w miejscu zwarcia po jego przemięciu (ang. *recovery voltage*). Zwarcie „łukowe” modelowane rezystancją $R = 50 \Omega$



Rys. 10. Prąd zwarcia 1-fazowego po wyłączeniu jednofazowym obustronnym linii (ang. *secondary arc current*). Zwarcie „łukowe” modelowane rezystancją $R = 50 \Omega$

dla składowej zerowej linii, transformatorów i autotransformatorów¹. Wyraźnie większy jest widoczny wpływ dławika gaszącego na prąd płynący w miejscu zwarcia po wyłączeniu zwartej fazy (rys. 10) oraz na wartość napięcia w miejscu zwarcia po jego przemięciu (rys. 9)².

Minimalną wartość prądu (rzędu 5 A) uzyskuje się tu dla impedancji dławika gaszącego równej ok. 1000 Ω, co stanowi około 30% impedancji dławika liniowego w stacji Alytus (72 Mvar). Również dla tej wartości impedancji dławika gaszącego uzyskuje się najmniejsze wartości napięcia po przemięciu zwarcia (tj. równe ok. 35 kV).

4. Podsumowanie

Problematyka kompensacji mocy biernej generowanej przez linie wysokiego napięcia 400 kV z wykorzystaniem dławików bocznikowych jest dla krajowej energetyki nowym wyzwaniem. Aktualnie budowane jest pierwsze tego typu rozwiązanie w Polsce. Jak wynika z powyższych rozważań, tego typu układy każdorazowo wymagają analizy, która pozwoli dobrać odpowiedni układ do danego miejsca w systemie elektroenergetycznym. Podstawowym zagrożeniem są tu: nadmiernie wysokie poziomy napięć wynikające ze sprzężeń, rezonansów, niesymetrii łączy, a także zagrożenie niezgaszeniem się łuku wtórnego w przypadku zwarcia 1-fazowego.

BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., Analiza techniczna pracy dławików kompensacyjnych projektowanej stacji 400/110 kV Ełk bis, raport dla Elfeko S.A., Gdańsk 2013.
2. Czapp S. i in., Case studies of resonance phenomena in high voltage overhead power lines with shunt reactors, The Sixteenth Biennial IEEE Conference on Electromagnetic Field Computation CEFC 2014, Francja 2014.
3. Robak S., Wasilewski J., Analiza asymetrii napięć i prądów w układzie sieci elektroenergetycznego połączenia Polska – Litwa, *Energetyka* 2012, Vol. XXII.
4. Escudero M.V., Redfern M., Effects of Transmission Line Construction on Resonance in Shunt Compensated EHV Lines, IPST, Montreal, Canada, 2005, Paper No IPST05-109.
5. Klucznik J. i in., Evaluation Of Single Pole Auto-Reclosing Effectiveness With Nonlinear Secondary Arc Model, XXIII Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuit, Pilsen: University of West Bohemia, 2014, s. 75–76.
6. Klucznik J. i in., Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness, *COMPEL* 2015, Vol. 34, No. 4.

¹ Impedancja dla składowej zerowej dławika liniowego (szeregowo występująca z impedancją dławika gaszącego) jest względnie duża.

² Napięcie to obliczano jako napięcie na rezystancji 50 000 Ω włączonej jednofazowo w miejscu zwarcia, po przemięciu zwarcia.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W roku 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

The Issues of Reactive Power Compensation in High-voltage Transmission Lines

Keywords

reactive power compensation, overhead lines, shunt reactor

Abstract

This paper discusses the selection of compensation shunt reactors for a double-circuit 400 kV transmission line using the example of the newly built Elk Bis – Alytus transmission line. The analysis takes into account various conditions of the power system. The published results relate to voltage levels in steady states and during switching processes and short circuits.

Optymalizacja kompensacji mocy biernej, wybrane wyniki dla sieci rozdzielczych średniego napięcia

Autorzy

Waldemar Szpyra
Wojciech Bąchorek
Aleksander Kot

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektroenergetycznie sieci rozdzielcze, kompensacja mocy biernej, optymalizacja

Streszczenie

Artykuł poświęcony jest problematyce optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w otwartych sieciach rozdzielczych SN. Na początku sformułowano zadanie optymalizacji wraz z warunkami ograniczającymi oraz wskazano metody jego rozwiązania. Omówiono dane niezbędne do wykonania obliczeń oraz przyjmowane założenia. Dokonano obliczeń optymalizacyjnych dla wielu rzeczywistych sieci SN, których podstawowe dane wraz z charakterystykami uzyskanych rozwiązań zaprezentowano w pracy. Artykuł kończy podsumowanie zawierające wnioski z wykonanych analiz.

Wprowadzenie

W ostatnich latach wyraźnie zarysowują się tendencje do poszukiwania rozwiązań służących poprawie efektywności oraz wspierających ochronę środowiska w wielu obszarach i dziedzinach życia. Dotyczy to także, a może w szczególności, sektora elektroenergetyki. Redukcja strat oraz poprawa sprawności sieci rozdzielczych znajdują się na czele strategii przedsiębiorstw sieciowych – operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

Jednym ze sposobów redukcji strat mocy i energii jest stosowanie kompensacji mocy biernej. Z badań i analiz przeprowadzonych przez autorów wynika, że powszechnie stosowane w praktyce krajowej systemy kompensacji w sieciach rozdzielczych (kompensacja centralna w GPZ i kompensacja biegu jałowego w stacjach SN/nn) przeważnie charakteryzują się niską efektywnością ekonomiczną [1, 2, 3].

Skłania to do sformułowania zadania optymalizacji, które byłoby zorientowane na dostarczanie rozwiązań charakteryzujących się wysoką efektywnością ekonomiczną z punktu widzenia OSD. Oznacza to, że wskaźnik wartości zaktualizowanej netto NPVR – określający ile złotych w analizowanym okresie przynosi każda złotówka zainwestowana w system kompensacji – powinien być jak największy.

Mając powyższe na uwadze, przyjęto dla proponowanego systemu kompensacji:

- stosowanie kondensatorów po stronie niskiego napięcia – kompensowanie tej samej mocy biernej jest znacznie tańsze po stronie niskiego niż średniego napięcia
- instalację kondensatorów o relatywnie większych mocach w wybranych, nielicznych stacjach SN/nn – obniża to jednostkowy koszt kompensacji

- zastosowanie kondensatorów załączonych na stałe oraz okresowo (przy wykorzystaniu styczników sterowanych zegarami) – co pozwala na wykorzystanie potencjału kompensacji przy zmiennych przebiegach zapotrzebowania mocy biernej.

Sformułowanie zadania

Zadanie optymalizacji sprowadza się do wyboru takich lokalizacji (stacji SN/nn) kondensatorów oraz określenia ich mocy, przy których zysk – określony jako różnica pomiędzy oszczędnościami wynikającymi z ograniczenia strat mocy i energii O_A , a kosztami kompensacji K_A , – osiąga wartość maksymalną:

$$\max: Z_A = O_A - K_A \quad (1)$$

Roczne oszczędności z ograniczenia strat mocy i energii wyznacza się z zależności:

$$O_A = \delta P_{max} k_P + \delta E a_A k_E \quad (2)$$

gdzie:

$\delta E a_A$ – ograniczenie strat energii czynnej w ciągu roku,
 δP_{max} – ograniczenie strat mocy czynnej przy maksymalnym obciążeniu sieci, k_E – jednostkowy koszt energii, k_P – jednostkowy koszt mocy.

Roczny koszt kondensatorów obejmuje koszty eksploatacyjne stałe, koszty operacyjne oraz koszty strat mocy i energii w kondensatorach oraz urządzeniach służących do sterowania pracą kondensatorów.

Zakłada się, że w sieci z przyłączonymi kondensatorami:

- nie są przekroczone wartości dopuszczalne w zakresie obciążalności prądowej elementów sieci oraz wartości poziomów napięć w jej węzłach:

$$I_i \leq I_{\max i} \quad (3)$$

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (4)$$

gdzie:

I_i – prąd w i -tym elemencie sieci, $I_{\max i}$ – maksymalny prąd elementu sieci wynikający z ograniczeń termicznych, U_i – napięcie w i -tym węźle sieciowym, U_{\min} , U_{\max} – minimalna i maksymalna wartość napięcia w węzłach sieci.

- łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe spełnia zależność:

$$Q_{CF} \leq Q_{\min} \quad (5)$$

gdzie:

Q_{CF} – łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe, Q_{\min} – minimalna moc bierna dostarczana z sieci WN.

- łączna moc wszystkich kondensatorów (przyłączonych na stałe i załączanych okresowo) spełnia zależność:

$$Q_C \leq Q_{\min(T_w)} \quad (6)$$

gdzie:

Q_C – łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe i załączanych okresowo, $Q_{\min(T_w)}$ – minimalna moc pobierana z sieci WN w założonym czasie T_w , T_w – czas załączenia kondensatorów (dla kondensatorów przyłączonych na stałe jest to liczba godzin w roku, a dla kondensatorów załączanych okresowo jest to przyjmowany roczny czas ich pracy).

Do obliczeń optymalizacyjnych zastosowano dedykowany program stworzony przez autorów. Został on opracowany na bazie metody wyznaczania kosztów i efektów kompensacji mocy biernej przedstawionej w [1, 4]. Program realizuje dwa algorytmy wyboru optymalnej mocy i lokalizacji kondensatorów w sieci: heurystyczny oraz ewolucyjny. Optymalizowaną funkcją celu może być osiągany w ciągu roku zysk lub roczne ograniczenie strat energii czynnej [5].

Dane oraz założenia do obliczeń

Zestaw danych niezbędnych do wykonania obliczeń obejmuje:

- zbiór danych opisujących strukturę i parametry analizowanej sieci rozdzielczej SN:
 - schemat sieci średniego napięcia i parametry poszczególnych linii (długości odcinków, przekroje i typy przewodów)
 - parametry znamionowe transformatorów w stacjach SN/nn (moc znamionowa, obciążeniowe i jałowe straty mocy czynnej, prąd stanu jałowego, napięcie zwarcia oraz przekładnia)

- zbiór danych pomiarowych o przebiegach zapotrzebowania na moc czynną i bierną analizowanej sieci rozdzielczej SN:
 - ilości energii czynnej i biernej dostarczane do sieci SN za pośrednictwem transformatora WN/SN, ewentualnie baterii kondensatorów przyłączonych do szyn SN stacji – zarejestrowane w ciągu roku w 60-minutowych interwałach
 - wartości średnie napięcia po stronie dolnego napięcia transformatora WN/SN zarejestrowane w 60-minutowych interwałach
 - ilości energii czynnej i biernej wpływające do poszczególnych linii z transformatora WN/SN zarejestrowane w 60-minutowych interwałach
- zbiór parametrów zawierających wskaźniki makroekonomiczne, wskaźnik kosztowe oraz ceny urządzeń do kompensacji:
 - jednostkowy koszt energii $k_E = 0,25$ zł/kWh, jednostkowy koszt mocy $k_P = 100$ zł/kW/a
 - współczynnik kosztów eksploatacyjnych stałych dla kondensatorów przyłączonych na stałe $k_{es} = 0,005$, dla kondensatorów ze stycznikami $k_{es} = 0,025$
 - czas pracy kondensatorów załączanych okresowo, $T_W = 7000$ [h/a]
 - stopa oprocentowania $i = 0,08$ okres analizy $N_a = 10$ lat
 - koszty zakupu i instalacji kondensatorów przyłączanych na stałe oraz kondensatorów wyposażonych w styczniki do ich załączania (tab. 1).

Moc znamionowa [kvar]	Kondensatory przyłączone na stałe		Kondensatory ze stycznikami	
	Identyfikator	Cena [zł/szt.]	Identyfikator	Cena [zł/szt.]
7,5	1	193	9	593
10	2	193	10	618
12,5	3	193	11	633
15	4	240	12	710
18,3	5	275	13	765
20	6	275	14	845
25	7	490	15	1080
30	8	490	16	1120

Tab. 1. Koszt zakupu i instalacji kondensatorów

Obliczenia wykonuje się przy następujących założeniach:

- napięcie zasilające sieć jest równe średniej z rocznych wartości napięcia
- czas pracy kondensatorów przyłączonych na stałe jest równy liczbie godzin w roku (8760 h)
- czas pracy kondensatorów ze stycznikami jest dla wszystkich kondensatorów jednakowy (kondensatory są załączane i wyłączane jednocześnie we wszystkich stacjach)

- d. stopień obciążenia transformatorów zasilanych z danego obwodu jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów
- e. stosunek energii biernej do energii czynnej, odbieranej z poszczególnych transformatorów SN/nn zasilanych z danego obwodu, jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów i jest równy stosunkowi energii biernej do energii czynnej wpływającej do tego obwodu w odpowiednich interwałach.

Dwa ostatnie założenia (d i e) są potrzebne tylko wtedy, gdy nie dysponujemy danymi o mocach pobieranych z poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn.

Przygotowanie modeli oraz charakterystyka analizowanych obiektów

Dla zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieci rozdzielczej SN obiektem jest rzeczywista sieć dystrybucyjna zasilana z jednej stacji transformatorowej 110 kV/SN (z jednego GPZ). Dysponując szczegółowymi danymi o sieciach SN oraz rocznych przepływach energii dla dziewięciu stacji transformatorowych 110 kV/SN, zlokalizowanych w różnych częściach Polski, przystąpiono do budowy modeli niezbędnych dla realizacji obliczeń optymalizacyjnych. Dokonano odwzorowania sieci SN oraz estymacji energii biernej zapotrzebowanej przez każdą stację transformatorową SN/nn.

W tab. 2 zebrano podstawowe informacje charakteryzujące sieci SN zasilane z analizowanych GPZ. Badanym stacjom, zamiast ich rzeczywistych nazw, przyporządkowano kolejne litery alfabetu od A do I.

Oznaczenie GPZ	Liczba linii SN [szt.]	Całkowita długość sieci SN [km]	Liczba zasilanych stacji SN/nn [szt.]	Suma mocy znamionowych transformatorów SN/nn [kVA]
GPZ A	26	797	595	97 556
GPZ B	12	286	210	24 389
GPZ C	8	412	251	19 502
GPZ D	15	142	124	24 936
GPZ E	15	307	331	86 428
GPZ F	8	47	74	35 205
GPZ G	4	13	17	8 970
GPZ H	10	442	412	42 884
GPZ I	14	400	426	64 835

Tab. 2. Podstawowe dane sieci SN obiektów zakwalifikowanych do obliczeń

Następnie przeprowadzono obliczenia optymalizacji kompensacji mocy biernej z zastosowaniem obu algorytmów: heurystycznego oraz ewolucyjnego.

Wyniki optymalizacji

Z uwagi na objętość niniejszego artykułu zaprezentowanie pełnych wyników, obejmujących szczegółowe lokalizacje kondensatorów w poszczególnych sieciach SN, nie jest możliwe i nie byłoby celowe. Zdecydowano się na przedstawienie zbiorczych informacji dla każdego obiektu, obejmujących charakterystyki techniczne oraz wskaźniki ekonomiczne uzyskanych rozwiązań.

Tab. 3 zawiera informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania dla wszystkich dziewięciu obiektów. Prezentowane warianty rozwiązań dotyczą zastosowanych typów kondensatorów, odpowiednio: F – tylko kondensatory załączone na stałe, S – tylko kondensatory załączane stycznikami, F+S – rozwiązania z użyciem obu typów kondensatorów.

Wszystkie przedstawione w tab. 3 wyniki zostały uzyskane przy użyciu algorytmu heurystycznego. Dla badanych obiektów prowadzono także obliczenia z użyciem algorytmu ewolucyjnego, powtarzając eksperymenty wielokrotnie z uwagi na statystyczny charakter reguł wyboru, jakimi rządzi się taki proces. Najlepsze rozwiązania uzyskiwane za pomocą algorytmu ewolucyjnego charakteryzowały się zbliżonym lub o kilka procent wyższym wskaźnikiem jakości NPVR niż rozwiązania uzyskiwane przy użyciu algorytmu heurystycznego. Przykładowo dla obiektu A, dla którego wskaźniki NPVR podane w tab. 3 wynoszą w wariantach F+S oraz F odpowiednio 7,7 zł/zł oraz 25 zł/zł, algorytm ewolucyjny znalazł rozwiązania o wskaźnikach jakości odpowiednio 6,72 zł/zł oraz 27,87 zł/zł. W każdym przypadku algorytm ewolucyjny pozwalał na znalezienie rozwiązania charakteryzującego się wyższą wartością funkcji celu (zysk z zastosowania kompensacji Z_A).

Czas obliczeń dla algorytmu heurystycznego zawierał się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu minut w zależności od wielkości obiektu. Dla tych samych obiektów jeden przebieg algorytmu ewolucyjnego zajmował od kilku do kilkudziesięciu godzin. Czasy te stanowią wykładnię złożoności obliczeniowej problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w rzeczywistych sieciach otwartych.

Dla dwóch spośród analizowanych obiektów A oraz G przedstawiono bardziej szczegółowe informacje, dotyczące uzyskanych rozwiązań kompensacji (odpowiednio: tab. 4 i tab. 5). Obejmują one charakterystyki poszczególnych odcinków liniowych (moc szczytową, energię bierną, długość sieci, liczbę oraz moc całkowitą zasilanych stacji SN/nn) oraz podstawowe charakterystyki rozwiązań w postaci liczby i łącznej mocy zastosowanych kondensatorów obu typów.

W tabelach 4 i 5 uwzględniono tylko linie SN objęte obliczeniami optymalizacyjnymi (m.in. pominięto obwody zasilające pojedynczych odbiorców przemysłowych).

Dla zobrazowania korelacji zachodzących pomiędzy parametrami linii SN a uzyskanymi rozwiązaniami kompensacji wybrane kolumny zacieniowano z użyciem słupków proporcjonalnych do wartości. Można zauważyć, że kondensatory lokowane są

Wyszczególnienie	Symbol [jednostka]	GPZ A		GPZ B		GPZ C	GPZ D	GPZ E	GPZ F	GPZ G	GPZ H		GPZ I	
		F+S	F	F+S	F	S	S	S	S	S	S	F+S	F	F+S
Ilość energii biernej pobieranej w ciągu roku	E_r [Mvarh/rok]	38 305 33 398*		9 558 9 421*		7 166 7 166*	25 015 3 820*	29 082 29 076*	5 979 4 059*	5 207 3 995*	13 795 13 757*		23 293 23 293*	
Ilość energii biernej pobieranej w czasie $T_w = 7000$ godz.	E_{r7000} [Mvarh]	34 197		8 676		6 490	24 603	27 477	5 763	5107	12 583		21 199	
Ograniczenie mocy kondensatorów przyłączonych na stałe	$\max \Sigma Q_F$ [kvar]	820	820	109	109	0	0	0	0	8	500	500	258	258
Ograniczenie mocy wszystkich kondensatorów	$\max \Sigma Q_{FS}$ [kvar]	2 890	820	654	109	483	700	1570	389	255	1090	500	1547	258
Liczba kondensatorów przyłączonych na stałe	n_F [szt.]	37	37	3	3	0	0	0	0	0	24	24	6	6
Moc znamionowa kondensatorów przyłączonych na stałe	ΣQ_{nF} [kvar]	902,5	902,5	115	115	0	0	0	0	0	535	535	270	270
Nakłady inwestycyjne na kondensatory przyłączone na stałe	K_{IF} [zł]	10 833	10 833	1 191	1 191	0	0	0	0	0	6 679	6 679	2 678	2 678
Liczba kondensatorów załączanych okresowo	n_S [szt.]	27	–	16	–	6	1	45	1	5	3	–	13	–
Moc znamionowa kondensatorów załączanych okresowo	ΣQ_{nS} [kvar]	945	–	585	–	205	50	1680	50	250	130	–	550	–
Nakłady inwestycyjne na kondensatory załączane okresowo	K_{IS} [zł]	26 716	–	16 019	–	5 851	1 222	45 880	1 222	6 110	3 380	–	14 176	–
Całkowite nakłady inwestycyjne	K_I [zł]	37 549	10 833	17 210	1 191	5 851	1 222	45 880	1 222	6 110	10 059	6 679	16 854	2 678
Roczne ograniczenie strat energii czynnej	$\Sigma \Delta E_a$ [kWh/rok]	176992	150098	34 962	11 645	20 332	915	101 472	839	5677	67 032	64 589	42 587	21 756
Roczny zysk wynikający z kompensacji mocy biernej	Z_r [zł/rok]	43 104	40 368	6 698	3 050	4 640	24,63	20 880	7,21	640	16 696	16 632	9 362	5 787
Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto	$NPVR$ [zł/zł]	7,70	25,00	2,61	17,18	5,32	0,14	3,05	0,04	0,70	11,14	16,71	3,73	14,50
Stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych	p [%]	22,65	37,98	10,08	32,89	18,19	–	11,81	–	–	27,26	32,52	14,06	30,66
Jednostkowy koszt ograniczenia strat energii	k_{ekw} [zł/kWh]	0,0421	0,0146	0,0976	0,0213	0,0567	0,2641	0,0892	0,2880	0,2129	0,0298	0,0206	0,0790	0,0258
Dyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	DPP [lat]	0,80	0,24	2,52	0,35	1,18	Nigdy!	2,12	Nigdy!	13,83	0,55	0,36	1,71	0,42

Oznaczenia: F – tylko kondensatory przyłączone na stałe, S – tylko kondensatory ze stycznikami, F+S – rozwiązanie z użyciem obu typów kondensatorów;
 * ilość energii biernej pobieranej przez linie SN objęte obliczeniami optymalizacyjnymi

Tab. 3. Zbiorcze informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej dla dziewięciu obiektów

najczęściej w rozległych obwodach charakteryzujących się znacznym poborem energii biernej.

Obiekt A to stacja zasilająca bardzo złożoną i rozległą sieć rozdzielczą SN o dużym zapotrzebowaniu mocy biernej, dla której uzyskane rozwiązania kompensacji charakteryzują się wysoką efektywnością ekonomiczną. Z kolei obiekt G zasilają niewielką sieć SN o niskim zapotrzebowaniu mocy biernej, a uzyskane rozwiązanie nie jest efektywne z ekonomicznego punktu widzenia.

Wnioski

Oba opracowane algorytmy umożliwiają rozwiązanie problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej dla rzeczywiste występujących wymiarów zadania. Obliczenia z użyciem algorytmu ewolucyjnego są znacznie bardziej czasochłonne lecz

pozwalają na uzyskanie – w niektórych przypadkach – rozwiązań o kilka procent lepszych od rozwiązań uzyskanych metodą heurystyczną.

Na podstawie analizy wyników dla obiektów rzeczywistych zestawionych w tab. 3 można sformułować następujące wnioski:

- Kompensacja mocy biernej przy wykorzystaniu odpowiednio zwymiarowanych i rozlokowanych kondensatorów nn może być efektywnym sposobem ograniczania strat energii w sieci SN
- Efektywność takiej kompensacji zależy przede wszystkim od:
 - rozległości, rodzaju budowy i przekrojów przewodów sieci zasilanej z danego GPZ
 - ilości energii biernej w ciągu roku pobieranej przez tę sieć
 - obecności składowej stałej w rocznym przebiegu zapotrzebowania na moc bierną

GPZ A nr pola	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/rok]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nT} [kVA]	n_{stacji} [szt.]	n_F [szt.]	n_S [szt.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
A1	1 780	700	2 629	2 309	5	6 200	2	0	0	0	0
A2	1 180	280	1 521	1 353	116,4	4 409	72	1	0	20	0
A3	610	130	768	670	66,1	2 947	45	0	0	0	0
A4	900	240	894	816	3,9	1 665	6	0	0	0	0
A5	340	130	652	559	3,1	4 110	2	0	0	0	0
A6	1 230	450	1 813	1 610	5,8	3 550	13	0	2	0	80
A7	140	50	266	236	6,3	2 080	3	0	0	0	0
A8	390	150	245	211	10,7	3 990	3	0	1	0	50
A9	1 830	650	2 719	2 461	95,8	5 169	64	11	0	230	0
A10	1 020	370	1 497	1 312	69,0	4 596	47	3	1	60	40
A11	1 630	500	2 244	1 968	9,4	6 050	19	0	6	0	220
A12	560	150	567	506	6,6	3 141	12	0	0	0	0
A13	1 100	280	1 504	1 349	11,6	1 640	5	0	3	0	130
A14	1 120	250	1 356	1 233	82,1	3 637	52	3	1	37,5	25
A15	1 330	460	1 716	1 523	1,0	2 000	1	0	0	0	0
A16	1 570	580	2 444	2 166	122,9	9 413	96	7	0	175	0
A17	1 500	350	2 033	1 787	18,7	4 990	29	2	5	80	150
A18	940	230	1 400	1 229	7,9	3 830	12	0	1	0	50
A19	1 800	730	2 944	2 681	42,9	5 961	33	9	2	260	50
A20	960	240	1 216	1 088	4,1	4 553	9	0	0	0	0
A21	904	216	1 135	987	9,6	3 155	13	0	5	0	150
A22	90	21	123	102	1,5	630	1	0	0	0	0
A23	600	190	760	684	70,6	3 511	42	1	0	40	0
A24	704	230	952	846	4,1	3 130	9	0	0	0	0
	24 228	7 577	33 398	29 687	775	94 357	590	37	27	903	945

Tab. 4. Charakterystyka linii SN oraz rozwiązań kompensacji w sieci zasilanej z GPZ A

GPZ G nr pola	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/rok]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nT} [kVA]	n_{stacji} [szt.]	n_F [szt.]	n_S [szt.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
G1	1 429	210	838	817	6	4 850	10	0	0	0	0
G2	668	203	816	683	1	630	1	0	0	0	0
G3	1 986	992	2 342	2 263	4	2 690	5	0	5	0	250
	4 083	1 405	3 995	3 763	11	8 170	16	0	5	0	250

Tab. 5. Charakterystyka linii SN oraz rozwiązań kompensacji w GPZ G

- Najbardziej efektywna z ekonomicznego punktu widzenia jest kompensacja przy użyciu wyłącznie kondensatorów załączonych na stałe
- Rozwiązania charakteryzujące się maksymalnym zyskiem z ograniczenia strat energii nie są najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia. Przyrost nakładów inwestycyjnych na zainstalowanie kondensatorów pracujących okresowo jest znacznie większy niż przyrost zysku wynikający z ich zainstalowania
- Analiza wskaźników efektywności ekonomicznej dla uzyskanych rozwiązań pozwala podzielić badane obiekty na takie, w których:
 - kompensacja jest nieopłacalna (obiekty D, F oraz G)
 - kompensacja jest bardzo efektywna (obiekty A, H oraz I)
 - kompensacja opłaca się – pozostałe obiekty.

Korelacje między parametrami obwodów a rozwiązaniami kompensacji zaprezentowane w tab. 4 i 5 potwierdzają

sposobu odnośnie efektywności kompensacji zawarte powyżej.

Ze względu na przyjęte założenia dotyczące rozplywu energii biernej w analizowanych sieciach (założenia (d) i (e) podane w podrozdziale dotyczącym danych i założeń), uzyskane wyniki należy traktować jako orientacyjne. Decyzje o zabudowie systemu kompensacji powinny być poprzedzone weryfikacją rozplywu energii biernej w sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Kot A. i in., Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, r. 89, nr 6, s. 190–195.
 2. Szpyra W. i in., Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE '11, Gdańsk 2011.
 3. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, r. 87, nr 2, s. 144–146.
 4. Szpyra W. i in., Wyniki optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych, III Konferencja Naukowo-Techniczna – Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych, Wisła 2014.
 5. Szpyra W. i in., Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE '13, Gdańsk 2013.
-

Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inżyniera elektryka obronił na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Stopień doktora zdobył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki swojej macierzystej uczelni (1998). Obecnie jest adiunktem Katedry Elektrotechniki i Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną.

Wojciech Bąchorek

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wojbach@agh.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2007). Obecnie jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą modelowania i analiz stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych oraz zastosowania metod sztucznej inteligencji w optymalizacji ich pracy.

Aleksander Kot

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: akot@agh.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (1997). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2005). Obecnie jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zawodowe zainteresowania lokują się w obszarach: analizy i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczych, zagadnień optymalizacji dla potrzeb projektowania i eksploatacji, metod sztucznej inteligencji, prognozowania i planowania rozwoju sieci, systemów informatycznych w elektroenergetyce oraz rynku energii.

Optimisation of Reactive Power Compensation, Selected Results for Medium Voltage Distribution Networks

Keywords

power distribution networks, reactive power compensation, optimisation

Abstract

This paper concerns issues of optimal location of reactive power sources in radial MV distribution networks. At first, the optimisation problem is formulated along with constraints, and solution methods are indicated. Data necessary to perform calculations and used assumptions is discussed. Optimisation calculations have been performed for many real MV networks; their essential parameters are presented in the paper along with the characteristics of the obtained results. The paper ends with a summary which presents conclusions of the performed analyses.

Problematyka doboru zabezpieczeń dławików kompensacyjnych pracujących w sieciach najwyższych napięć

Autorzy

Zbigniew Lubośny
Jacek Klucznik
Krzysztof Dobrzyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

dławiki kompensacyjne, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, kompensacja mocy biernej

Streszczenie

W artykule przedstawiono trudności, jakie napotyka się podczas projektowania systemu zabezpieczeń dla dławików przyłączanych bezpośrednio do sieci najwyższych napięć (NN). Bazując na przykładzie budowanej aktualnie stacji 400 kV Elk Bis, pokazano, że możliwości zabezpieczenia dławika, oparte na układach EAZ wykorzystujących pomiary sygnałów elektrycznych z przekładników prądowych i napięciowych, mają swoje ograniczenia i w pewnych przypadkach mogą być niewystarczające.

1. Wstęp

Instalowanie dławików NN do kompensacji mocy biernej sięga lat 70. XX wieku, kiedy to dla dłuższych linii NN zauważono konieczność kompensacji mocy biernej. Obecnie na świecie dławiki stosowane są dość powszechnie, zarówno w liniach napowietrznych, jak i w liniach kablowych. W Polsce dławiki przyłączane bezpośrednio do sieci NN są nowością¹, a instalacja trzech dławików o napięciu znamionowym 400 kV w stacji Elk Bis jest dla krajowego systemu pionierska.

Aktualnie budowana jest dwutorowa linia elektroenergetyczna wysokiego napięcia 400 kV, mająca stanowić most energetyczny łączący system europejski ENTSO-E (w którego ramach pracuje KSE) oraz systemy krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii). Połączenie to realizowane jest z wykorzystaniem układu przekształtnikowego *back-to-back*, znajdującego się w stacji Alytus na terenie Litwy. Analizy pracy tej linii wykazały, że konieczne jest zastosowanie czterech dławików liniowych (DL-1–DL-4) zainstalowanych na dwóch końcach linii (rys. 1) o mocach 50 Mvar po stronie stacji Elk Bis i 72 Mvar po stronie stacji Alytus. Oprócz dławików przyłączonych bezpośrednio do linii, w stacji Elk Bis zostanie zainstalowany dodatkowy dławik szynowy (DSz) o mocy 50 Mvar. Opisany układ przesyłowy ma zapewniać przepływ mocy czynnej na poziomie ± 500 MW w pierwszym etapie pracy, a w przyszłości planowane jest przesyłanie mocy na poziomie ± 1000 MW.

Zastosowanie dławików kompensacyjnych wiąże się z koniecznością ich odpowiedniego zabezpieczenia oraz doboru nastawień tych zabezpieczeń. Dobór zestawu zabezpieczeń w głównej mierze wynika z zagrożeń w pracy dławika, do których należy zaliczyć:

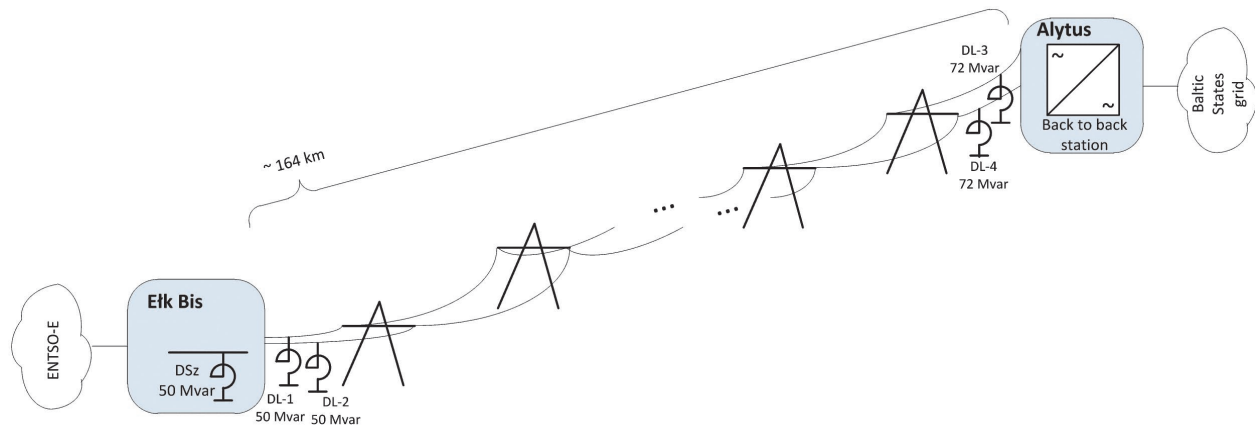
- uszkodzenia izolatorów i zwarcia wewnętrzne do kadzi
- zwarcia wewnętrzne międzyzwojowe
- zakłócenia technologiczne, m.in. niski poziom oleju, zakłócenia w układzie chłodzenia, wzrost temperatury.

Do ochrony od skutków powyższych zjawisk stosuje się różne typy zabezpieczeń, obejmujące zarówno zabezpieczenia elektryczne (bazujące na pomiarze prądów i/lub napięć), jak i nieelektryczne (np. pomiar ciśnienia czy temperatury). Dobierając system zabezpieczeń dla dławika, należy brać pod uwagę zakłócenia występujące w dławiku, ale także należy mieć na uwadze zakłócenie zewnętrzne (poza dławikiem) oraz zakłócenia systemowe, które mogą wpływać na pracę dławika.

2. Rozwiązania stosowane na świecie przy zabezpieczeniu dławików bocznikowych

Autorzy [2] zauważają różnice w sposobie zabezpieczania dławików przyłączonych bezpośrednio do szyn stacji (nazywanych dalej dławikami szynowymi) i dławików przyłączonych do linii (nazywanych dalej dławikami liniowymi). Zgodnie

¹ Dotychczas dławiki przyłączane do sieci przesyłowej KSE dołączane były poprzez trzecie uzwojenie autotransformatorów i pracowały przy napięciu znamionowym 30 kV.



Rys. 1. Schemat ogólny dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV Ełk Bis – Alytus

z ankietą przeprowadzoną przez zespół przygotowujący raport, najczęściej stosowanymi zabezpieczeniami dławików szynowych są:

- zabezpieczenie różnicowe (fazowe) (87R)
- zabezpieczenie różnicowe obejmujące punkt neutralny dławika (87N)
- zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne (50)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne (51)
- zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne (51N)
- zabezpieczenie odległościowe (21)
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe (pomiędzy kadrą a ziemią)
- zabezpieczenie od uszkodzenia wyłącznika (51BF)
- zabezpieczenie od zwarć międzyzwojowych (różne rozwiązania)
- zabezpieczenie od niepełnofazowego otwarcia wyłącznika
- zabezpieczenie Buchholza, zabezpieczenie od nagłego wzrostu ciśnienia (63).

W przytaczanym dokumencie nie podano typowych rozwiązań dla dławików liniowych. Można założyć, że proponowane rozwiązania są takie same jak dla dławików szynowych. Jedyne różnice mogą wynikać ze sposobu przyłączenia dławików do linii i sposobu sterowania wyłącznikami.

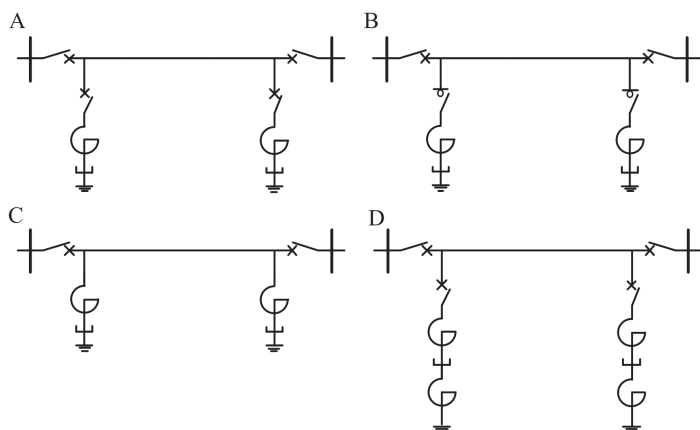
Najważniejsze różnice w podejściu do zabezpieczenia dławików liniowych w porównaniu z dławikami szynowymi mogą wynikać z następujących przyczyn:

- Często wymagane jest stosowanie telezabezpieczeń (komunikacja z wyłącznikami na drugim końcu linii), uzależnione od sposobu przyłączenia dławika
- Na działanie zabezpieczeń mogą mieć wpływ oscylacje powstające po wyłączeniu linii (oscylacje występują w układzie LC pomiędzy indukcyjnością dławików a pojemnością linii)
- Często, w celu ograniczenia prądu łuku wtórnego i napięcia powrotnego, stosuje się dodatkowy dławik gaszący, wymagający stosowania osobnych zabezpieczeń.

Sposoby przyłączenia dławika do linii decydują o sposobie współpracy zabezpieczeń dławika z wyłącznikami (w tym również linowymi). Można wyróżnić następujące przypadki: (rys. 2):

- Dławiki z wyłącznikami** (rozwiązanie przyjęte w stacji Ełk Bis). W normalnych stanach pracy układu zabezpieczenia dławika działają tylko na otwarcie wyłącznika dławika. Linia po zadziałaniu zabezpieczeń dławików może pozostać załączona. Zabezpieczenia linii normalnie nie oddziałują na wyłączniki dławików. Pobudzenie zabezpieczenia od uszkodzenia wyłącznika dławika (51BF) musi powodować lokalne otwarcie wyłącznika linii i wysłanie sygnału na zdalne otwarcie wyłącznika na drugim końcu linii.
- Dławiki z rozłącznikami**. Logika działania zabezpieczeń zależy w tym przypadku od zdolności wyłączania prądów przez rozłącznik. Część zakłóceń (przy względnie małym prądzie płynącym przez rozłącznik) może być wyłączana rozłącznikiem dławika, podczas gdy zakłócenia wieloprądowe muszą być wyłączane poprzez obustronne wyłączenie linii. W takim przypadku niezbędne jest zapewnienie kanału komunikacyjnego, często ze względów niezawodnościowych – podwójnego. Przy takim rozwiązaniu można w linii stosować automatykę SPZ i wyłączać uszkodzony dławik rozłącznikiem w czasie przerwy beznapięciowej.
- Dławiki przyłączone na stałe do linii**. W takim przypadku każde pobudzenie zabezpieczeń dławika musi skutkować obustronnym wyłączeniem linii. Układ wymaga zapewnienia zdublowanego kanału komunikacyjnego.
- Dławiki z przyłączonym dławikiem gaszącym w punkcie neutralnym**, wyposażone w wyłączniki. Logika powiązania zabezpieczeń z wyłącznikami jest taka jak w przypadku A. Dławik gaszący zapewniający ograniczenie prądu łuku wtórnego jest dość kłopotliwy do zabezpieczenia, ponieważ w normalnym stanie pracy prąd przez niego płynący jest znikomy (wynika z niesymetrii układu i niesymetrii napięć).

Z kolei dokument przygotowany przez IEEE [3] daje dużo ogólniejsze zalecenia i informacje dotyczące zabezpieczania



Rys. 2. Typowe sposoby przyłączenia dławików liniowych: a) dławiki przyłączone przez wyłączniki, b) dławiki przyłączone przez rozłączniki, c) dławiki przyłączone na stałe, d) dławiki przyłączone przez wyłączniki, z dodatkowym dławikiem gaszącym [2]

Zestaw zab.	Symbol	Zalecenia CIGRE	Zalecenia IEEE
Podstawowe	87R	tak	tak
	87N	tak	tak
	46	nie	tak
	67N	nie*	tak
	Techn.	tak	tak
Rezerwowe	50	tak	tak
	51DT	tak	tak
	87R	tak	tak
Dodatkowe	51N/67Q	nie	tak

* CIGRE zaleca stosowanie zabezpieczenia bezkierunkowego 51N

Tab. 1. Porównanie proponowanych zabezpieczeń z zaleceniami IEEE i CIGRE

dławików. Porównanie zaleceń IEEE i CIGRE przedstawiono w tab. 1.

3. Przyjęta koncepcja dla zabezpieczenia dławików w stacji Etk Bis

W stacji Etk Bis dla zabezpieczenia dławików liniowych i dławika szynowego przyjęto taki sam zestaw zabezpieczeń elektrycznych, w którego skład wchodzi:

- zabezpieczenia główne:
 - pierwsze zabezpieczenie różnicowe typu 7UT63 firmy Siemens realizujące funkcje: różnicową (87R), różnicową ziemnozwarciową (87N) oraz nadprądową składowej przeciwnej (46) (zabezpieczenie od zwarć międzyzwojowych)
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcję nadprądową ziemnozwarciową kierunkową (67N)
- zabezpieczenia rezerwowe:
 - drugie zabezpieczenie różnicowe typu P633 firmy Schneider Electric, realizujące funkcję różnicową (87)
 - zabezpieczenie nadprądowe typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcje: nadprądową bezzwłoczną (50) oraz nadprądową zwłoczną (51DT)
- zabezpieczenia dodatkowe:
 - zabezpieczenie nadprądowe w punkcie zerowym typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcje: nadprądową zwłoczną (51N), nadprądową kierunkową składowej przeciwnej (67Q).

Ponadto każdy z dławików jest wyposażony w zabezpieczenia technologiczne, do których należy zaliczyć:

- przełącznik Buchholta (dwustopniowy)
- dwa zawory ciśnieniowe
- zawór odcinający kłapowy
- czujnik poziomu oleju
- czujnik temperatury oleju
- czujnik temperatury uzwojenia (model cieplny).

4. Problematyka detekcji zwarć międzyzwojowych

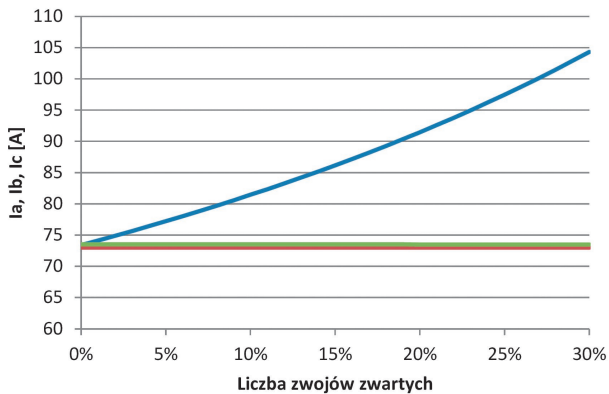
Poniżej zamieszczono rozważania dotyczące detekcji zwarć międzyzwojowych. Autorzy wybrali to zagadnienie z uwagi na dużą trudność w wykrywaniu tego typu zwarć w dławikach.

Analizy przeprowadzone przez autorów wskazują, że lokalizacja pierwszego uszkodzonego zwoju nie ma wpływu na wartości napięć i prądów w układzie, a tym samym nie ma wpływu na czułość zabezpieczeń od zwarć międzyzwojowych. Czułość ta będzie zależała jedynie od liczby zwartych zwojów.

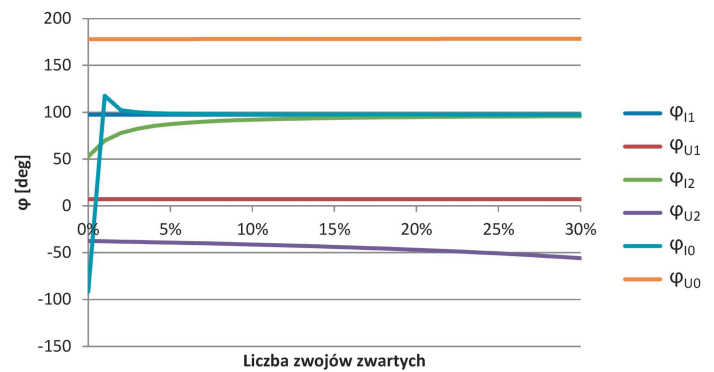
Wpływ liczby zwojów zwartych na charakterystyczne wielkości przedstawiono na rys. 3–6. W analizie ograniczono się do przedstawienia charakterystyk uzyskanych dla zakresu zwojów zwartych od 0 (co odpowiada normalnemu stanowi pracy, tj. bez zwarcia) do 30% liczby wszystkich zwojów, ze skokiem równym 1%. Nie pokazano wyników obliczeń dla większej liczby zwojów zwartych, zakładając, że jest to mało prawdopodobne, a jednocześnie utrudniające analizę czułości zabezpieczeń dla małej liczby zwojów zwartych. Rysunki przedstawiają stan dla uszkodzenia, gdzie pierwszy zwarty zwój jest ułożony w 20% długości uzwojenia dławika (licząc od strony izolatorów WN, w fazie A). Rysunki przedstawiają wielkości obserwowane dla dławika uszkodzonego, dając możliwość wnioskowania na temat sygnałów, jakie można wykorzystać podczas wykrywania zwarć międzyzwojowych.

Analiza powyższych rysunków prowadzi do następujących obserwacji:

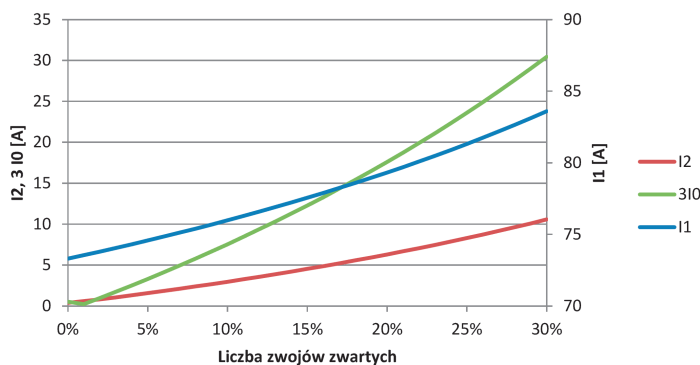
- Podczas zwarcia międzyzwojowego obserwuje się wzrost prądu płynącego w jednej fazie. Wzrost ten jest niewielki w stosunku do prądu znamionowego. Przedstawiona na rys. 3 krzywa pokazuje, że zwarcie obejmujące 10% zwojów prowadzi do wzrostu prądu o ok. 10 A, tj. o ok. 14% prądu znamionowego dławika. Potencjalnie pozwala to na wykrycie



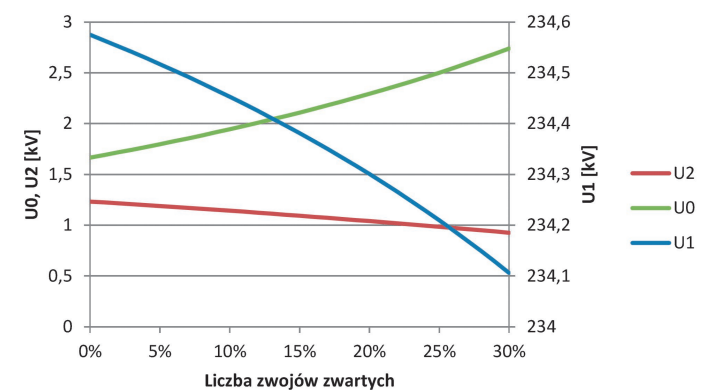
Rys. 3. Wartości prądów fazowych w uszkodzonym dławiku dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 5. Wartości kątów fazowych składowych symetrycznych uszkodzonego dławika dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 4. Wartości prądów składowych symetrycznych w uszkodzonym dławiku dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 6. Wartości napięć składowych symetrycznych na szynach stacji dla zwarcia międzyzwojowego w dławiku, w fazie A

zwarcia międzyzwojowego, ale w przypadku małej liczby zwojów zwartych zwarcie pozostanie niezauważone. Szacuje się, że zabezpieczenie ma możliwość wykrywania zwarc międzyzwojowych od powyżej 10% zwojów zwartych.

- Występuje relatywnie silny związek pomiędzy liczbą zwojów zwartych a wartościami składowych symetrycznych prądu. Przedstawione na rys. 4 krzywe pokazują, że np. zwarcie obejmujące 5% zwojów prowadzi do wzrostu prądu składowej zerowej do ok. 3 A (wartość sześciokrotnie większa niż w stanie normalnej pracy). Dla zwarcia obejmującego 2% zwojów wzrost tego prądu jest dwukrotny w stosunku do wartości w normalnym stanie pracy. Kryterium oparte na pomiarze składowej zerowej prądu nie umożliwia, co prawda, wykrywania zwarc pojedynczych zwojów, ale daje możliwość wykrywania zwarc międzyzwojowych od 2% zwojów zwartych. Wadami tego rozwiązania jest trudność w pomiarze małych prądów składowej zerowej przy stosowaniu typowych przekładników prądowych (gdzie prądy znamionowe przekładnika są znacznie większe od znamionowych prądów dławika). Ponadto, przy wykorzystaniu takiego rozwiązania, konieczne jest wprowadzanie zwłoki czasowej w celu odstrojenia się od zwarc zewnętrznych poza dławikiem, podczas których składowa zerowa będzie osiągać znaczne wartości.
- Wyraźny wpływ zwarcia międzyzwojowego widoczny jest również w kierunku przepływu składowej zerowej prądu

(rys. 5), niemniej zastosowanie w tym przypadku kryterium nadprądowego składowej zerowej prądu z blokadą kierunkową również nie pozwala na wykrywanie zwarc pojedynczych zwojów. Problemem jest również (poza wspomnianym wcześniej problemem pomiaru małych prądów) uzyskanie odpowiedniej wartości składowej napięcia do polaryzacji członu kierunkowego zabezpieczenia. Wartości napięć składowej zerowej czy składowej przeciwnej w trakcie zwarc międzyzwojowych mogą być tu niewystarczające (rys. 6).

Uzyskane wyniki potwierdzają, prezentowane w rekomendacjach CIGRE i IEEE, fakt trudności wykrywania zwarc zwojowych w dławiku metodami elektrycznymi, tj. wykorzystującymi pomiary prądów i napięć. Żadna ze wskazywanych metod nie jest w stanie wykryć zwarc na poziomie pojedynczego zwoju. Potencjalnie najlepsza z analizowanych metod – wykorzystująca kryterium nadprądowe z blokadą kierunkową – pozwala na wykrycie zwarc na poziomie 1% impedancji dławika, co dla stosowanych dławików oznacza ponad 30 zwojów. Dodatkowo rodzaj zastosowanych w analizowanym układzie przekładników prądowych i napięciowych (tj. ich przekładnie) oraz ograniczenia nastawień urządzeń EAZ (wynikające np. z rozdzielczości przetworników i dokładności algorytmów obliczeniowo-decyzyjnych) powodują, że w rzeczywistości liczba zwojów

niechronionych będzie znacznie większa. Uzyskane rezultaty i negatywna ocena działania zabezpieczeń od zwarć międzyfazowych znajdują potwierdzenie w światowych publikacjach i rekomendacjach wskazujących, że wykrywanie zwarć zwojowych jest trudne i często możliwe do realizacji jedynie zabezpieczeniami technologicznymi.

5. Zalecenia nastaw i parametryzacji funkcji zabezpieczeń dławików

Na podstawie wykonanych przez autorów analiz pracy zabezpieczeń dławików, proponowanych dla jednostek o mocy 50 Mvar, a instalowanych w stacji Elk Bis [1], można zauważyć, że dobór nastawień zabezpieczeń dławików, zapewniający wykrywanie wszystkich rodzajów zakłóceń przy jednoczesnej odporności zabezpieczeń na zakłócenia zewnętrzne, nie jest sprawą łatwą i nie da się podać uniwersalnych zasad wyboru rodzajów zabezpieczeń ich nastawiania.

Niemniej jednak można sformułować następujące ogólne zalecenia:

1. Do ochrony dławika od skutków zwarć wewnętrznych – zwarć do kadzi zaleca się stosowanie:
 - a. zabezpieczenia różnicowego
 - b. zabezpieczenia różnicowego ziemnozwarciowego
 - c. zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego (rezerwowo zapewniające częściową ochronę uzwojeń)
 - d. zabezpieczeń technologicznych – gazowo-przepływowego (Buchholtza) i od wzrostu ciśnienia w kadzi
2. Do ochrony dławika od skutków zwarć wewnętrznych – zwarć międzyzwojowych zaleca się stosowanie:
 - a. zabezpieczeń nadprądowych mierzących prądy fazowe lub składową zerową prądów fazowych, lub składową przeciwną prądów fazowych, lub prąd doziemny (w przypadku dławików o punkcie naturalnym uziemionym bezpośrednio lub przez dodatkowy dławik). Wymienione zabezpieczenia mogą być realizowane jako kierunkowe, w celu zapewnienia selektywności działania. Wybór rozwiązania musi być każdorazowo poparty badaniami modelowymi, gdyż w zależności od miejsca przyłączenia (warunków sieciowych) część z wymienionych kryteriów będzie nieprzydatna (z powodu zbyt małej czułości)
 - b. zabezpieczeń technologicznych – gazowo-przepływowego (Buchholtza) i od wzrostu ciśnienia w kadzi
3. Do ochrony dławika od skutków zwarć zewnętrznych (na izolatorach, w torze zasilania dławika) zaleca się stosowanie:
 - a. zabezpieczenia różnicowego obejmującego izolatory
 - b. zabezpieczenia nadprądowego dwustopniowego (stopień zwłoczny i bezzwłoczny). Zabezpieczenia te jednocześnie stanowią rezerwę dla przypadków części zwarć do kadzi ulokowanych bliżej początku uzwojenia (licząc od strony izolatorów WN).

Ponadto można stwierdzić, że:

- dobór nastawień zabezpieczenia różnicowego i zabezpieczeń nadprądowych jest możliwy na podstawie danych znamionowych dławika (moc znamionowa, napięcie znamionowe, prąd znamionowy)
- dobór rodzaju i nastawień zabezpieczeń od zwarć międzyzwojowych wymaga badań modelowych
- z powodu znacznej reaktancji dławika i stosunkowo niewielkiej rezystancji stała czasowa dławika jest dość duża², co oznacza, że procesy łączeniowe charakteryzują się powolnym zanikaniem stałej składowej. Aby uniknąć zbędnych zadziałań zabezpieczeń (bez wydłużania zwłoki czasowej czy zwiększenia nastawienia prądu rozruchowego zabezpieczenia), należy stosować zabezpieczenia bazujące na pomiarze podstawowej (50 Hz) składowej prądu.

6. Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania, w ogólności należy stwierdzić, że zaproponowana koncepcja automatyki zabezpieczeniowej dławików kompensacyjnych liniowych i szynowych jest właściwa i kompletna. Koncepcja ta równocześnie wpisuje się w trendy i zalecenia światowe.

Selektywność działania automatyki zabezpieczeniowej dławików kompensacyjnych jest uzależniona od wielu czynników, a w tym od:

- parametrów obiektów (dławików) oraz parametrów i konfiguracji sieci przylegającej do analizowanych obiektów
 - lokalizacji i przekładni znamionowej przekładników zabezpieczeniowych, prądowych i napięciowych
 - rodzaju stosowanych przekładników zabezpieczeniowych, w sensie zakresów nastawczych wielkości kryterialnych
 - przewidywanej koncepcji lub wymagań dotyczących sposobu eliminacji zaburzeń w pracy w przylegających elementach sieci, np. wymagań co do sposobu eliminacji zwarć w liniach elektroenergetycznych i stosowania SPZ 1- lub 3-fazowego.
- Należy podkreślić, co równocześnie wynika z rozważań przedstawionych powyżej, że złożoność zjawisk oraz liczba czynników wpływających na efektywność i pewność działania automatyki zabezpieczeniowej dławików prowadzi do wniosku, iż analiza tego typu powinna mieć charakter analizy przypadku i tym samym powinna być prowadzona niezależnie dla każdego obiektu tego typu.

BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., Analiza techniczna pracy dławików kompensacyjnych projektowanej stacji 400/110 kV Elk Bis, raport dla Elfeko SA, Gdańsk 2013
2. CIGRE Working Group B5.37, Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors, 2013.
3. IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors, 2007.

² Dla analizowanych dławików stała czasowa jest równa ok. 1,1 s.

4. Basha F.K., Thompson M., Practical EHV Reactor Protection, 68th Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, USA 2013.
5. Gajic Z., Hillström B., Mekić F., HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers, 30th Western Protective Relaying Conference, Washington, USA 2003.
6. Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, red. Jan Machowski, Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego, Warszawa 2010.
7. Klucznik J. i in., Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness, COMPEL 2015, Vol. 34, No. 3.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora nadzwyczajnego. Obszar zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: k.dobrzynski@eia.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W roku 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Problems of Selecting Protection for Shunt Reactors Working in Extra-High Voltage Grids

Keywords

shunt reactors, power system protection, reactive power compensation

Abstract

This paper presents difficulties encountered when designing protection measures for shunt reactors connected directly to extra-high voltage grids. Using the example of the 400 kV Elk Bis substation currently under construction, it has been demonstrated that protection of a shunt reactor based on equipment using measurements of electrical signals from voltage and current transformers has its limitations and, in some cases, may be insufficient.

Warunki rezonansowe w węźle z kompensatorem SVC

Autor

Robert Kowalak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

SVC, rezonans, moc bierna

Streszczenie

Celem instalowania kompensatorów statycznych boczniowych w sieciach elektroenergetycznych wysokich napięć jest przede wszystkim poprawa warunków napięciowych. Dodatkowo źródła mocy biernej zwiększają stabilność napięciową systemu, a także pozwalają na szybszą odbudowę systemu w przypadku awarii o charakterze napięciowym. W artykule zaprezentowano wpływ struktury i wysterowania układu SVC na zmianę impedancji w układzie zasilania, a więc tym samym na częstotliwości, przy których może dojść do wzbudzenia zjawisk rezonansowych.

1. Wstęp

Elementy systemu elektroenergetycznego charakteryzują się znaczną indukcyjnością, która decyduje o charakterze całego systemu zasilania. Wprowadzenie do takiego układu kompensatora zawierającego elementy pojemnościowe może przyczynić się do wzbudzenia w układzie zasilania drgań o charakterze rezonansowym [1, 3].

Kompensatorami najbardziej rozpowszechnionymi w systemach elektroenergetycznych są baterie kondensatorów i/lub dławików załączanych łącznikami elektromechanicznymi. Nowocześniejszymi od nich i stopniowo zyskującymi coraz większe znaczenie są kompensatory energoelektroniczne: SVC oraz STATCOM. Kompensatory te, ze względu na szybkość prowadzonego procesu regulacji, mają również wpływ na zwiększenie stabilności systemu w czasie stanów awaryjnych.

Artykuł nawiązuje do badań dotyczących metod wyboru i oceny lokalizacji w systemie nowych kompensatorów [3, 4, 5, 10]. Wybór lokalizacji kompensatora i jej ocena, szczególnie w odniesieniu do sieci zamkniętej, jest sprawą złożoną [2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10]. Musi uwzględniać wiele czynników związanych z pracą systemu oraz cechami wprowadzanego źródła mocy biernej, w tym zagrożenia wystąpieniem rezonansów. W układzie z kompensatorem energoelektronicznym są one zależne od jego struktury, wysterowania, miejsca zainstalowania czy konfiguracji sieci. Prezentowane wyniki badań otrzymano przy wykorzystaniu oprogramowania DlgSILENT PowerFactory®.

2. Zjawisko rezonansu

Każdy obwód elektryczny zawierający w swojej strukturze elementy pojemnościowe i indukcyjne charakteryzują częstotliwości drgań tzw. własnych (swobodnych). W układach elektrycznych występują też różnorodne elementy, które wprowadzają do obwodu prądy i/lub napięcia o charakterystycznej dla siebie

częstotliwości – są to źródła drgań wymuszonych. W przypadku obwodu, którego częstotliwość drgań własnych będzie taka sama jak częstotliwość drgań wymuszanych przez jakiś jego element, może zaistnieć w nim stan określany mianem rezonansu. W obwodach elektrycznych wyróżniamy dwa typy rezonansu: szeregowy i równoległy.

Rezonans szeregowy (napięć) cechuje mała wartość impedancji obwodu dla częstotliwości rezonansowej. Wypadkowa reakcja obwodu rezonansowego osiąga dla tej częstotliwości wartość zerową (kąt fazowy impedancji osiąga wartość 0°). W trakcie takiego rezonansu może dojść do pojawienia się w układzie zasilania napięć o znaczących amplitudach i częstotliwości rezonansowej.

Rezonans równoległy (prądów) cechuje natomiast duża wartość impedancji dla częstotliwości rezonansowej. Wypadkowa susceptancja obwodu rezonansowego przyjmuje wartość zerową (kąt fazowy admitancji, a tym samym i impedancji, osiąga wartość 0°). W trakcie takiego rezonansu mogą w układzie zasilania płynąć prądy o znacznych wartościach amplitudy i o częstotliwości rezonansowej.

W celu określania częstotliwości rezonansowych wykorzystywane są charakterystyki impedancyjne $Z = f(f)$ oraz fazowe $\varphi = f(f)$. Jeżeli na charakterystyce impedancyjnej dla danej wartości częstotliwości obserwujemy lokalne maksimum impedancji i równocześnie kąt fazowy impedancji widoczny na charakterystyce fazowej osiąga wartość 0° , to oznacza, że możliwy jest przy tej częstotliwości rezonans prądów. Jeżeli na tej samej charakterystyce dla danej wartości częstotliwości obserwujemy lokalne minimum impedancji i równocześnie kąt fazowy impedancji osiąga wartość 0° , to oznacza, że możliwy jest przy tej częstotliwości rezonans napięć.

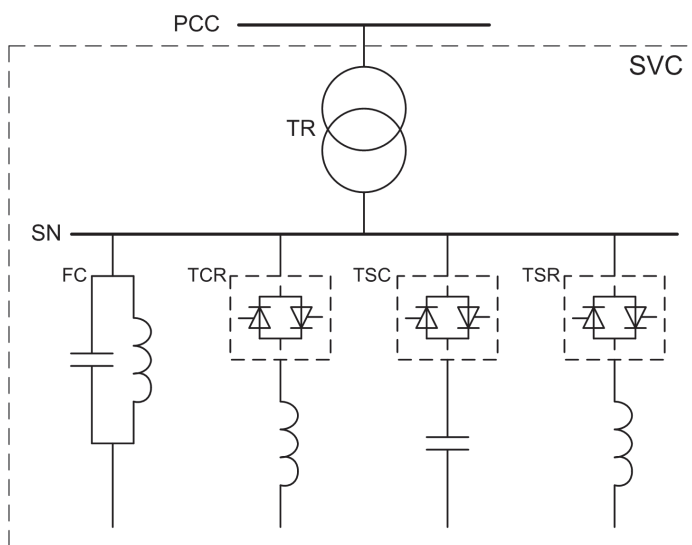
Struktura systemu zasilania, jak i kompensatora SVC, sprzyjają powstawaniu zjawisk rezonansowych. Występują tu zarówno

elementy pojemnościowe, jak i indukcyjne (tworzące obwód dla drgań własnych), a w strukturze SVC znajduje się dławik TCR, który jest źródłem wyższych harmonicznych (źródło drgań wymuszonych).

3. Modele wykorzystane do badań

W badaniach wykorzystano dwa modele systemu, do których wprowadzono model kompensatora zaprezentowany na rys. 1. Modelowany kompensator miał moc znamionową 25 MVA ($-15 \text{ MVar} \div 25 \text{ MVar}$) i był przyłączony do węzła 110 kV. Uwzględnione konfiguracje kompensatorów zestawiono w tab. 1. Jako podstawową konfigurację kompensatora przyjęto tę, którą w tab. 1 oznaczono symbolem II.

Pierwszy z wykorzystanych modeli systemu był prosty (idealne źródło napięcia z impedancją). Wykorzystanie tak prostego modelu związane było z badaniami wpływu na zjawiska rezonansowe samego kompensatora (praca TCR, załączone sekcje TSC itp.). Drugi z modeli systemu odzwierciedla fragment sieci elektroenergetycznej. Model ten uwzględnia w swojej strukturze poszczególne elementy składowe systemu (linie, transformatory itp.).



Rys. 1. Struktura kompensatora SVC uwzględniona w badaniach: TCR – tyrystorowo regulowany dławik, TSC – tyrystorowo załączane baterie kondensatorów, TSR – tyrystorowo załączane sekcje dławików, FC – filtry, SN – szyny średniego napięcia, TR – transformator, PCC – punkt przyłączenia do systemu

Dławik TCR [MVar]	Sekcje TSC [MVar]	Sekcje TSR [MVar]	Filtry 5h i 7h (FC) [MVar]	Przyjęte oznaczenie konfiguracji kompensatora
-15	2 x 12,5	-	-	I
-20	2 x 10	-	2,5 (5h) + 2,5 (7h)	II
-5	4 x 5	3 x -5	2,5 (5h) + 2,5 (7h)	III

Tab. 1. Konfiguracje kompensatorów uwzględnione w badaniach

4. Wyniki badań

Podstawą przeprowadzonej analizy było wyznaczanie charakterystyk impedancyjnych i fazowych węzła, do którego włączony został kompensator, a następnie na ich podstawie określenie częstotliwości, przy których mogą zaistnieć warunki sprzyjające powstaniu rezonansu. Przeprowadzone badania zostały podzielone na dwie części.

W pierwszej części wykonano badania z wykorzystaniem prostego modelu systemu elektroenergetycznego. Oceniono wpływ zmiany konfiguracji i wysterowania samego kompensatora na charakterystyki impedancyjne węzła. Przykładowe charakterystyki uzyskane dla różnych konfiguracji kompensatora zaprezentowano na rys. 2 i 3.

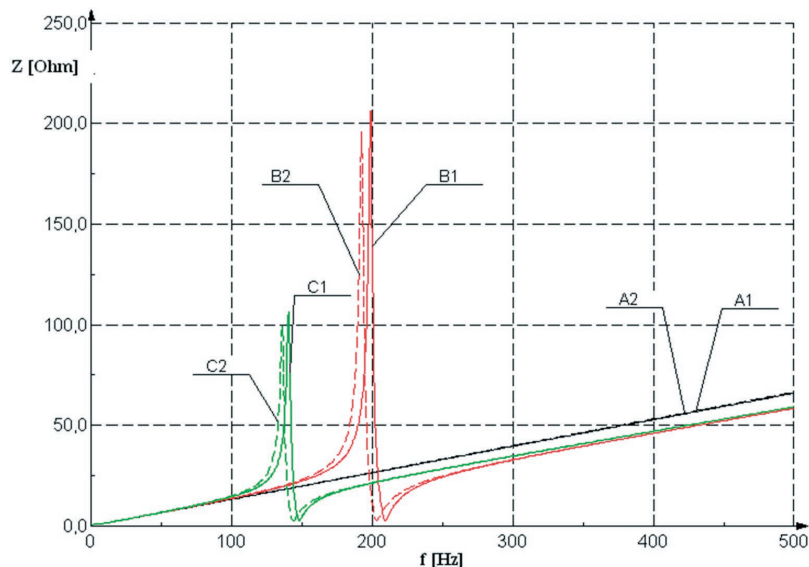
Na podstawie zaprezentowanych charakterystyk można zauważyć, że w tak prostym układzie istnieje możliwość powstania obu typów rezonansów. Jednakże wartości częstotliwości, przy których mogą one wystąpić, ulegają pewnym zmianom zależnym od konfiguracji kompensatora, obecności filtrów i liczby załączonych sekcji TSC, a także od wysterowania elementu TCR. W celu dokładniejszego prześledzenia zachodzących zmian z charakterystyk impedancyjnych i fazowych odczytano częstotliwości, przy których mogą się wzbudzić poszczególne rezonanse, a uzyskane wyniki zestawiono w tab. 2.

Warunkiem koniecznym do powstania rezonansu jest istnienie w obwodzie pojemności, dlatego warunki sprzyjające rezonansom występowały tylko wówczas, gdy załączony był co najmniej jeden z pojemnościowych elementów kompensatora (filtry FC lub co najmniej jedna sekcja TSC).

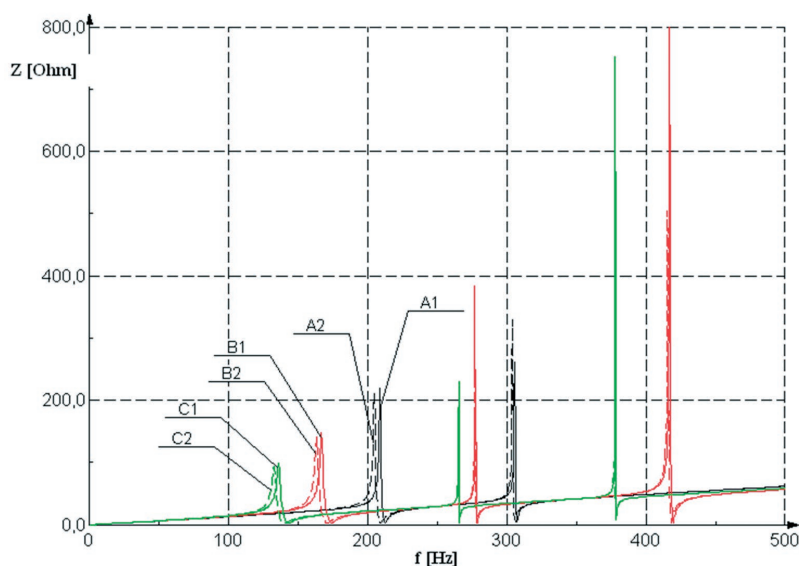
W tab. 2, jak i na rys. 2 i 3, zaprezentowano dane dotyczące skrajnych punktów wysterowania dławika TCR: dla susceptancji dławika $B_{TCR} = 0$ (dławik wyłączony) oraz dla sytuacji, gdy dławik załączony jest na pełną moc ($B_{TCR} = \max$, TSC wyłączony) lub równoważy susceptancję pojedynczej sekcji TSC ($B_{TCR} = -B_{TSC}$). W badaniach uwzględniono także stany pośrednie wysterowania TCR. Pracujący dławik TCR w miarę wzrostu swojej indukcyjności (a tym samym mocy), „przesuwa” częstotliwości rezonansowe w kierunku wyższych wartości. Zaobserwowana w przypadku analizowanego układu zmiana była stosunkowo niewielka, osiągająca maksymalnie 6 Hz. Oznacza to, że pracujący dławik TCR, przy stałej wartości załączonych pojemności, przyczynia się do powstania pewnego wąskiego zakresu częstotliwości, w której może dojść do rezonansu.

Dla każdego przypadku określone częstotliwości rezonansowe (jedna dla rezonansu szeregowego i jedna dla równoległego) dają się powiązać z konkretnym elementem składowym kompensatora zawierającym pojemność.

W chwili załączenia pierwszej sekcji TSC pojawia się jedna para częstotliwości rezonansowych (jedna częstotliwość dla rezonansu szeregowego i jedna dla równoległego) związana z tym elementem. Jeżeli w układzie pracują filtry, to załączenie pierwszej sekcji TSC prowadzi do „wypchnięcia” częstotliwości rezonansowych związanych z filtrami w kierunku wyższych wartości (maksymalna zaobserwowana zmiana była rzędu 200 Hz). Załączanie kolejnych sekcji TSC prowadzi natomiast do obniżania



Rys. 2. Charakterystyki impedancyjne węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja I, A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC, 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)



Rys. 3. Charakterystyki impedancyjne węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja II, A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC, 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)

wartości częstotliwości (maksymalna zaobserwowana zmiana miała wartość 90 Hz) związanych z wszystkimi pracującymi elementami zawierającymi pojemność (zarówno samego TSC, jak i filtrów FC).

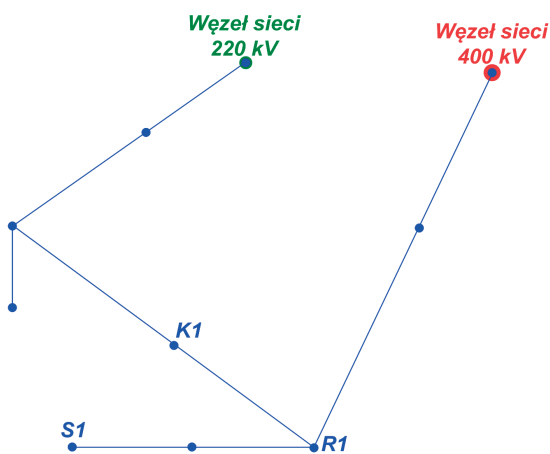
Mniejsza wartość elementu TCR, przy tej samej mocy znamionowej kompensatora, wymusza konieczność stosowania większej liczby sekcji TSC, ale o mniejszych mocach. W czasie pracy kompensatora warunki częstotliwości rezonansowych ulegają zmianie przy załączeniu każdej kolejnej sekcji TSC. Tym samym dla kompensatora wzrasta liczba przedziałów częstotliwości, przy których występują warunki korzystne dla wystąpienia rezonansu napięć lub prądów.

Druga część badań modelowych została przeprowadzona według bardziej złożonego modelu systemu. Badania pozwoliły na ocenę zagrożeń zjawiskami rezonansowymi związanymi ze wzajemnymi oddziaływaniami na siebie kompensatora i elementów systemu elektroenergetycznego. Do analizy wybrano ciąg linii 110 kV, w którym kompensator umieszczono w jednym z trzech wybranych węzłów. Uproszczony schemat sieci, w której analizowano wpływ kompensatora na zjawiska rezonansowe, zaprezentowano na rys. 4.

W pierwszej kolejności badania wykonano dla lokalizacji kompensatora w punkcie S1 – kompensator był umieszczony na końcu promienia sieci 110 kV. Badano wpływ konfiguracji

Oznaczenie konfiguracji kompensatora	Liczba załączonych sekcji TSC	Rezonans szeregowy [Hz]		Rezonans równoległy [Hz]	
		$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$	$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$
I	0	-	-	-	-
	1	203,0	209,0	192,5	199,0
	2	143,5	148,0	136,5	141,0
II	0	209,0	212,5	205,0	209,0
		306,0	307,5	304,0	306,0
	1	170,5	174,0	163,5	167,0
		278,5	279,0	277,0	277,5
	418,5	419,5	416,0	416,0	417,0
		2	139,5	142,5	133,0
265,5	266,0	265,0	265,5	265,5	
	378,0	378,5	377,5	378,0	
III	0	209,0	212,5	205,0	209,0
		306,0	307,5	304,0	306,0
	1	190,5	192,0	184,5	186,0
		290,5	291,0	289,0	289,5
		507,5	509,0	500,0	502,0
	2	170,5	172,0	163,5	165,5
		278,5	278,5	277,0	277,5
	418,5	419,0	416,0	416,0	416,5
		3	153,5	155,0	146,5
	270,5	270,5	270,0	270,0	270,0
		390,5	391,0	389,5	390,0
	4	139,5	141,0	133,0	135,0
		265,5	266,0	265,0	265,0
	378,5	378,5	377,5	377,5	378,0

Tab. 2. Zestawienie częstotliwości, przy których występują warunki sprzyjające rezonansom, przy zastosowaniu różnych konfiguracji kompensatora



Rys. 4. Schemat sieci, w której analizowano zjawiska rezonansowe

kompensatora na możliwość powstania rezonansu. Na rys. 5 zaprezentowano przykładową uzyskaną charakterystykę impedancyjną, a w tab. 3 zestawiono częstotliwości, przy których występują warunki sprzyjające rezonansom.

Uwzględnienie w prowadzonych badaniach złożonej struktury systemu elektroenergetycznego nie wprowadziło znaczących

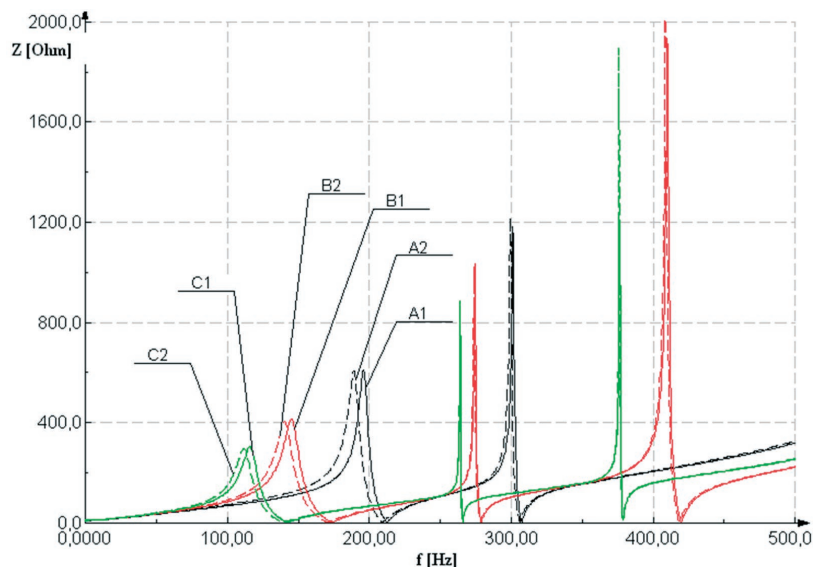
Oznaczenie konfiguracji kompensatora	Liczba załączonych sekcji TSC	Rezonans szeregowy [Hz]		Rezonans równoległy [Hz]	
		$B_{TCR} = 0$	$B_{TSR} + B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$	$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$
I	0	-	-	-	-
	1	203,0	209,5	161,0	169,0
	2	143,5	148,0	113,5	119,0
II	0	209,0	212,5	189,5	196,0
		306,0	307,5	299,5	301,0
	1	170,5	174,0	140,5	145,0
		278,5	279,0	274	274,5
	418,5	419,5	419,5	408,5	409,5
		2	140	143,0	112,0
265,5	266,0	264,0	264,0	264,0	
	378,5	378,5	376,0	376,0	
III	0	209,0	212,5	189,5	196,0
		306,0	307,5	299,5	301,0
	1	190,5	192,0	162,5	165,0
		291,0	291,0	284,0	284,5
		507,5	509,0	477,5	479,0
	2	170,5	172,5	140,5	143,0
		278,5	278,5	274,0	274,0
	418,5	419,0	419,0	408,5	409,0
		3	153,5	155,0	124,0
	270,5	270,5	270,5	267,5	268,0
		390,5	390,5	386,5	386,5
	4	140,0	141,5	112,0	114,0
		265,5	266,0	264,0	264,0
	378,5	378,5	378,5	376,0	376,0

Tab. 3. Zestawienie częstotliwości, przy których występują warunki sprzyjające rezonansom, przy zastosowaniu różnych konfiguracji kompensatora – kompensator w węźle S1

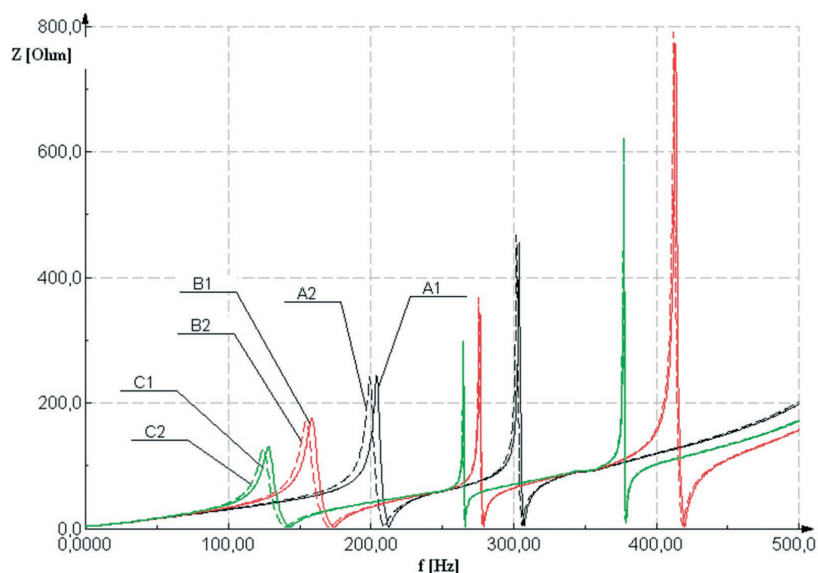
zmian w obserwacjach poczynionych w pierwszej fazie badań. Nie zaobserwowano „nowych” częstotliwości dla rezonansów szeregowych, które mogłyby być związane z gałęziami tworzonymi przez elementy systemu elektroenergetycznego. Jedyna zaobserwowana zmiana dotyczyła wartości częstotliwości dla rezonansów równoległych. Jest to zrozumiałe, ponieważ dla każdego z tych rezonansów kompensator stanowi tylko jedną z równoległych gałęzi obwodu rezonansowego, a druga wynika ze struktury systemu.

W następnych badaniach zamodelowano kompensator najpierw w węźle R1, a następnie K1. Dla takich lokalizacji wykonano badanie pozwalające zaobserwować, jak na kształtowanie się charakterystyk impedancyjnych może wpływać zmiana konfiguracji sieci lub „przesunięcie” kompensatora do sąsiedniego węzła. Przykładowe charakterystyki impedancyjne dla węzła R1 zaprezentowano na rys. 6, a w tab. 4 zestawiono wybrane wyniki wartości częstotliwości dla poszczególnych rezonansów.

Przeprowadzone badania wykazały, że zmiana węzła, jak i zmiana konfiguracji sieci, wprowadziły jedynie zmianę wartości częstotliwości rezonansowych dla rezonansów równoległych. Nie zaobserwowano rezonansów, w których nie uczestniczyłaby gałąź utworzona przez kompensator.



Rys. 5. Charakterystyki impedancyjne węzła S1, kompensator SVC konfiguracja II, A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC, 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)



Rys. 6. Charakterystyki impedancyjne węzła R1, kompensator SVC konfiguracja II: A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC, 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)

5. Podsumowanie

W przypadku rezonansów szeregowych kompensator stanowi niezależną gałąź, natomiast rezonanse równoległe zachodzą pomiędzy kompensatorem i elementami systemu. Dlatego też wartości częstotliwości rezonansowych dla rezonansów napięciowych są ściśle związane z parametrami kompensatora, natomiast na wartości częstotliwości rezonansowych rezonansów równoległych ma wpływ zarówno kompensator, jak i system. Zmiana kąta wysterowania tyrystorów dławika TCR, skutkująca zmianą jego susceptancji, zmienia wartość częstotliwości rezonansowej w wąskim zakresie (rzędu pojedynczych herców). Im mniejsza wartość indukcyjności zastosowanego dławika, tym w mniejszym zakresie na zmianę częstotliwości rezonansowej

wpływa jego wysterowanie. Natomiast załączenie kolejnych sekcji TSC doprowadza do skokowych zmian częstotliwości rezonansowych dla poszczególnych rezonansów, ale o znacznie większe wartości (rzędu dziesiątek, a nawet pojedynczych setek herców).

Przy pracującym kompensatorze SVC dochodzi więc do modyfikacji częstotliwość drgań własnych obwodu zasilania związanych ze zmianami w wysterowaniu kompensatora. Dzięki temu wzrasta zagrożenie, że częstotliwość ta nałoży się na częstotliwość drgań wymuszonych wprowadzanych do układu zasilania przez sam element TCR lub inny obiekt w sieci. A to oznacza zwiększone zagrożenie wzbudzenia oscylacji rezonansowych w układzie zasilania.

Lokalizacja kompensatora	Liczba załączonych sekcji TSC	Rezonans szeregowy [Hz]		Rezonans równoległy [Hz]	
		$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$	$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$
R1	0	209,0 306,0	212,5 307,5	199,5 302,0	204,5 304,0
	1	170,5 278,5 418,5	174,0 279,0 419,5	155,0 275,5 412,0	159,0 276,5 413,5
	2	140,0 266,0 378,5	143,0 266,0 378,5	125,0 264,5 377,0	128,5 265,0 377,0
R1 (wyłączenie linii pomiędzy węzłami R1 i K1)	0	209,0 306,0	212,5 307,5	195,5 301,0	201,0 302,5
	1	170,5 278,5 418,5	174,0 279,0 419,5	149,0 275,0 410,5	153,0 275,5 411,5
	2	140,0 265,5 378,5	143,0 266,0 378,5	119,5 264,5 376,5	123,0 264,5 376,5
K1	0	209,0 306,0	212,5 307,5	198,5 302,0	203,5 303,5
	1	170,5 278,5 418,5	174,0 279,0 419,5	153,5 275,5 412,0	157,5 276,0 413,0
	2	140,0 265,5 378,5	143,5 266,0 378,5	123,5 264,5 377,0	127,5 265,0 377,0

Tab. 4. Zestawienie częstotliwości, przy których występują warunki sprzyjające rezonansom, przy zastosowaniu różnych lokalizacji kompensatora – kompensator w węzle R1 i K1, konfiguracja kompensatora II

BIBLIOGRAFIA

1. Fan Z., Johan E., Harmonic Impedance Analysis in the Presence of Static Var Compensator (SVC), Power Systems Conference and Exposition, PSCE '06, 2006 IEEE PES.
2. Kenarangui R., Decision Based VAR Compensators Placement in Electric Power Systems, IEEE 1991.
3. Kowalak R., Zajczyk R., Wpływ kompensatora SVC na warunki rezonansowe w układzie zasilania, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych”, Wisła, 10–11 grudnia 2014.
4. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A., Lokalizacja źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 1.
5. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A., Zastosowanie zbiorów rozmytych do lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych”, Wisła, 24–25 października 2012.
6. Lin W.-M. i in., Optimal Location and Capacity of STATCOM for Voltage stability Enhancement using ACO plus GA, 2009 IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics Suntec Convention and Exhibition Center, Singapore, 14–17 lipca 2009.
7. Masoum M.A.S. i in., Fuzzy Approach for Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in the Presence of Harmonics, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2004, Vol. 19, No. 2.
8. Mekhamer S.F. i in., State of the Art in Optimal Capacitor Allocation for Reactive Power Compensation in Distribution Feeders, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE 2002.
9. Pısica I. i in., Optimal SVC Placement in Electric Power Systems Using a Genetic Algorithms Based Method, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 28 czerwca – 1 lipca 2009.
10. Zajczyk R., Kowalak R., Zbroński A., Wykorzystanie logiki zbiorów rozmytych w określaniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój* 2012, nr 3–4 (13–14).

Robert Kowalak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2000). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (2005). Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG na stanowisku adiunkta. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: układy energoelektroniczne dużych mocy (FACTS, HVDC), modelowanie pracy układów energoelektronicznych w systemie elektroenergetycznym, współpracę układów zasilania z elektroenergetyką trakcyjną oraz zagadnienia związane z lokalizacją kompensatorów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Autor lub współautor ponad 30 publikacji.

Resonant Conditions in a Node with an SVC Compensator

Keywords

SVC, resonance, reactive power

Abstract

The primary purpose of installing static shunt compensators in power grids is to improve the voltage conditions. Additional reactive power sources increase the system's voltage stability and enable faster system recovery after a voltage failure. This paper presents the impact of an SVC device's structure and settings on impedance change in the supply system, and hence on the frequencies at which resonance phenomena can develop.

Wykorzystanie transformatorów z regulacją skośną do sterowania przepływami mocy w systemie elektroenergetycznym

Autorzy

Maksymilian Przygodzki
Piotr Rzepka
Mateusz Szabliski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

rozpływ mocy, zespół transformatorowy, regulacja wzdłużono-poprzeczna

Streszczenie

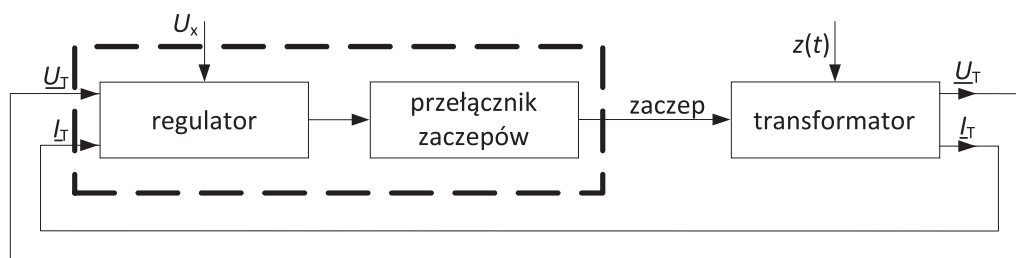
Funkcjonowanie systemu przesyłowego jest wynikiem wykorzystywania pracy m.in. urządzeń służących do przesyłu, jak i transformacji energii elektrycznej. Prawidłowa eksploatacja i sterowanie tymi urządzeniami pozwala na zachowanie właściwych parametrów energii elektrycznej oraz ciągłości zasilania odbiorców końcowych. W grupie urządzeń pozwalających na transformację energii elektrycznej można wyróżnić transformatory z regulacją, które mają możliwość kształtowania zarówno poziomu, jak i kąta napięcia. W ten sposób regulowane są parametry stanu układów przesyłowych pozwalające na dobór przesyłanych wielkości mocy biernej oraz czynnej. Z jednej strony układy te są urządzeniami o skomplikowanej budowie, co wpływa na utrudnione warunki ich eksploatacji, ale jednocześnie z drugiej strony dają one potencjalnie możliwość wpływu na rozpływy mocy (w tym mocy czynnej) w sieciach elektroenergetycznych. W artykule przedstawiono ideę regulacji wzdłużno-poprzecznej oraz model zespołu transformatorowego. Wykorzystując model sieciowy zespołu transformatorowego przeprowadzono analizy sieciowe skupione na ocenie możliwości sterowania rozptywem mocy. Dla wybranego zespołu transformatorowego przedstawiono wyniki wykonanych obliczeń.

Idea regulacji wzdłużno-poprzecznej realizowanej za pomocą transformatorów

Stabilna praca systemu elektroenergetycznego wymaga ciągłej regulacji różnych wielkości elektrycznych. Przykładowo rozptyw mocy można zmieniać, dokonując zmian wartości napięć węzłowych sieci czy różnicy kątów tych napięć. Duże możliwości regulacji przesyłu mocy czynnej daje zmiana różnicy kątów napięć węzłowych. Sterowanie takie umożliwia nie tylko zmianę wartości mocy, ale również kierunku przepływu. Należy przy tym zauważyć, że możliwość sterowania mocą czynną przy wykorzystaniu regulacji wartości napięć węzłowych (modułów napięć) jest stosunkowo mało efektywna. Występuje tu słabe powiązanie przepływów mocy czynnej z poziomem napięcia utrzymywanym w węźle. Sytuacja ta jest odmienna dla sterowania mocą bierną, gdzie nawet małe zmiany wartości napięć węzłowych mają duży wpływ na przepływy mocy biernej.

Jednym z podstawowych urządzeń wykorzystywanych do regulacji parametrów energii jest transformator lub zespół transformatorowy z regulacją przekładni. Regulacji dokonuje się, zmieniając położenie przełącznika zaczepów. Daje to skokową zmianę przekładni transformatora/zespołu transformatorowego.

W transformatorach dużych mocy regulację przeprowadza się bez odłączenia transformatora od sieci, czyli pod obciążeniem. Transformatory wyposażone w układy do zmiany przekładni pod obciążeniem nazywa się często transformatorami regulacyjnymi, ponieważ za pomocą odpowiednich zmian przekładni tych transformatorów można prowadzić proces regulacji. Rodzaje regulacji, jakie mogą być realizowane za pomocą transformatora regulacyjnego, zależą m.in. od właściwości konstrukcyjnych transformatora/zespołu transformatorowego (oraz jego roli w sieci elektroenergetycznej). W praktyce sieciowe transformatory regulacyjne mogą być wykorzystywane w procesie regulacji: napięcia, mocy biernej, a także mocy czynnej. Uproszczony schemat funkcjonalny regulacji, realizowanej za pomocą transformatora regulacyjnego, przedstawiono na rys. 1 [1]. Podczas zmian stanu pracy sieci [na rys. 1 stan pracy odwzorowuje sygnał $z(t)$], regulator oddziałuje na przełącznik zaczepów transformatora regulacyjnego, wywołując zmianę jego przekładni. Zmiana ta powinna być odpowiednia do występującej zmiany stanu pracy sieci. Regulator wypracowuje decyzje właściwe dla „nowych” warunków pracy sieci na podstawie pomiaru napięcia U_T oraz prądu I_T po wybranej



Rys. 1. Schemat funkcjonalny układu regulacji przekładni transformatora

stronie transformatora, tworząc z nich wielkość pomiarową, którą porównuje z wartością zadaną i wypracowuje odpowiedni sygnał regulacyjny oraz realizuje zadany algorytm regulacji. Regulatory w niektórych transformatorach energetycznych mogą otrzymywać również dodatkowe sygnały sterujące U_x z zewnątrz, na przykład z regulatora nadrzędnego realizującego zadania obszarowe.

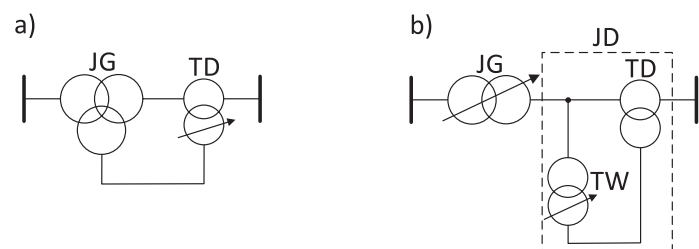
Rodzaje regulacji realizowanej za pomocą transformatorów regulacyjnych

Za pomocą transformatorów regulacyjnych można realizować następujące rodzaje regulacji:

- regulację wzdłużną
- regulację poprzeczną
- regulację wzdłużno-poprzeczną (skośną).

Rodzaje regulacji, jakie mogą być realizowane za pomocą danego transformatora/zespołu transformatorowego, zależą m.in. od jego cech konstrukcyjnych [2]. Pod względem konstrukcyjnym transformatory regulacyjne mogą różnić się m.in. liczbą zacsepów, miejscem lokalizacji oraz sposobem wykonania przełącznika zacsepów, liczbą transformatorów wchodzących w skład zespołu transformatorowego, sposobem połączenia tych transformatorów.

Na rys. 2 przedstawiono przykładowe schematy ideowe transformatorów regulacyjnych umożliwiających regulację wzdłużno-poprzeczną. Transformatory te najczęściej są wykonane w postaci zespołów transformatorowych składających się z jednostki głównej (JG) i jednostki dodawczej (JD). Jednostka główna to transformator (lub autotransformator) sprzęgający

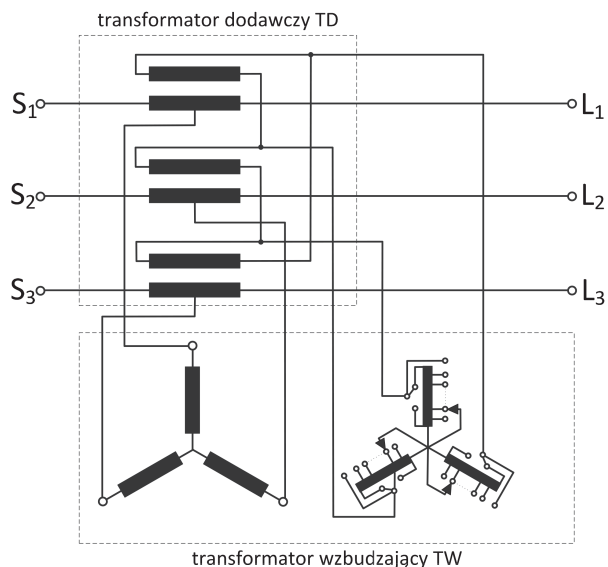


Rys. 2. Przykładowe schematy ideowe transformatora regulacyjnego: a) zasilanie transformatora dodawczego z trzeciego uzwojenia jednostki głównej; b) zasilanie transformatora dodawczego z transformatora wzbudzającego

sieci o różnych wartościach napięć znamionowych. Natomiast jednostka dodawcza, w zależności od wykonania, może się składać z jednego lub dwóch transformatorów: transformatora dodawczego (TD) i transformatora wzbudzającego (TW).

Podstawowym urządzeniem (transformatorem) jednostki dodawczej jest transformator dodawczy TD. Transformator ten jest w głównej mierze odpowiedzialny za regulację kąta przesunięcia fazowego pomiędzy napięciami występującymi na obydwu końcach całej jednostki [3]. Uzwojenia poszczególnych faz transformatora dodawczego po stronie górnego napięcia nie są połączone ani w gwiazdę, ani w trójkąt. Są one włączone do układu przesyłowego szeregowo. Uzwojenia po stronie dolnego napięcia mogą być zasilane napięciami fazowymi lub międzyfazowymi z transformatora wzbudzającego TW lub bezpośrednio z trzeciego uzwojenia jednostki głównej. Rolą transformatora wzbudzającego TW jest zapewnienie zasilania transformatora dodawczego TD napięciem o odpowiedniej wartości, kącie fazowym i kolejności faz. Rolę transformatora wzbudzającego może również pełnić trzecie uzwojenie jednostki głównej (rys. 2a). Jednak wyposażenie jednostki dodawczej w transformator wzbudzający (rys. 2b) jest eksploatacyjnie wygodniejsze – m.in. w przypadku uszkodzenia przełącznika zacsepów lub transformatora dodawczego można „zmostkować” transformatory TD i TW. Umożliwi to dopuszczenie do pracy zespołu transformatorowego złożonego wówczas jedynie z jednostki głównej – uszkodzone urządzenia mogą być naprawiane bez długotrwałej przerwy w pracy stacji transformatorowej. Przykładowy 3-fazowy schemat połączeń transformatora wzbudzającego z transformatorem dodawczym przedstawiono na rys. 3.

Podstawowe rodzaje regulacji, które mogą być realizowane za pomocą jednostki dodawczej, przedstawiono z wykorzystaniem wykresów wskazowych na rys. 4 [1]. Napięcia wprowadzane do poszczególnych faz układu przesyłowego przez transformator dodawczy ($\Delta U_A, \Delta U_B, \Delta U_C$) są proporcjonalne do napięć, którymi zasilane są uzwojenia pierwotne tego transformatora (rys. 4a). Z wykresów wskazowych wektorów napięć fazowych i wektorów napięć międzyfazowych (rys. 4b) wynika, że wektory napięć fazowych są przesunięte o $\pi/2$ w stosunku do wektorów napięć międzyfazowych sąsiednich. Wykorzystanie tego faktu, przy zasilaniu transformatora dodawczego lub wzbudzającego, pozwala na uzyskanie przesunięcia kąтового napięcia ΔU (rys. 4d).

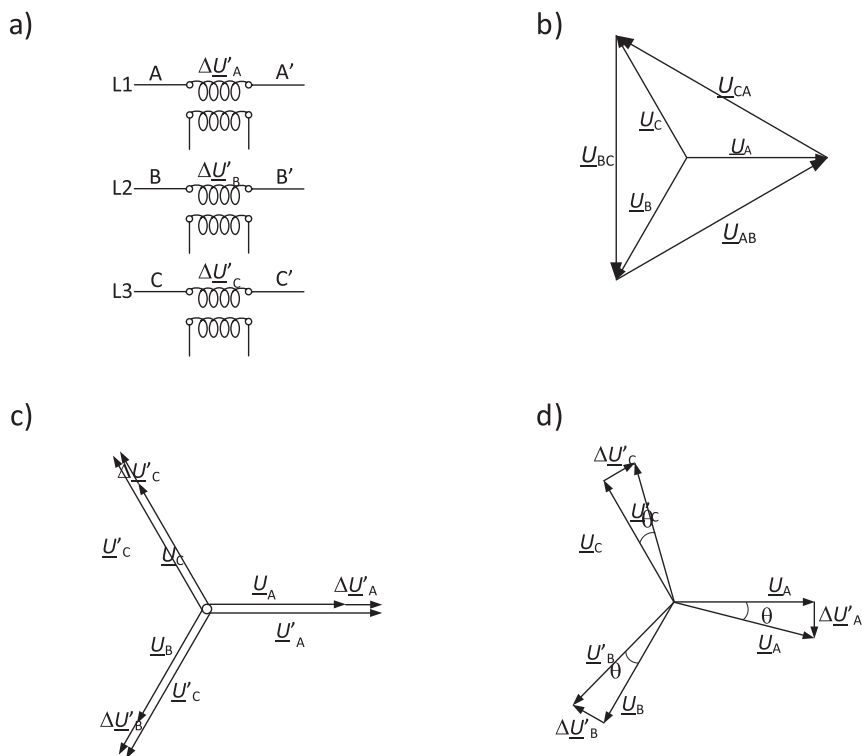


Rys. 3. Schemat połączeń jednostki dodawczej transformatora regulacyjnego

W przypadku zasilania transformatora dodawczego z transformatora wzbudzającego napięciami fazowymi o niezmięnionej kolejności faz (U_A, U_B, U_C) uzyskuje się napięcia dodawcze w postaci: $\Delta U_{A'} = \beta U_A, \Delta U_{B'} = \beta U_B, \Delta U_{C'} = \beta U_C$, gdzie β jest wypadkową przekładnią transformatora wzbudzającego

i transformatora dodawczego. Wówczas (rys. 4c) wektory napięć $U_{A'}, U_{B'}, U_{C'}$ na wyjściu uzwojenia szeregowego jednostki dodawczej są w fazie z wektorami napięć U_A, U_B, U_C zasilających (na wejściu uzwojenia szeregowego) jednostkę dodawczą. W takim przypadku zespół transformatorowy służy jedynie do zmiany wartości napięcia w układzie przesyłowym (wartość kąta fazowego napięcia pozostaje niezmienną). Taki rodzaj regulacji nazywany jest regulacją wzdłużną. Efekt realizacji tego rodzaju regulacji w zespole transformatorowym jest równoważny regulacji uzyskiwanej w konwencjonalnych transformatorach i autotransformatorach za pomocą regulacji zaczerpów zmieniającej przekładnię transformatora i tym samym wartość napięcia danego uzwojenia.

Inny efekt regulacji uzyskuje się przy zasilaniu strony dolnego napięcia transformatora dodawczego napięciami międzyfazowymi faz sąsiednich (bądź napięciami fazowymi o zmienionej kolejności faz). W takim przypadku otrzymuje się napięcia dodawcze w postaci: $\Delta U_{A'} = \gamma U_{BC}, \Delta U_{B'} = \gamma U_{CA}, \Delta U_{C'} = \gamma U_{AB}$, gdzie γ jest wypadkową przekładnią transformatora wzbudzającego i transformatora dodawczego. Wektory tych napięć są przesunięte w fazie o $\pi/2$ w stosunku do wektorów napięć U_A, U_B, U_C przed jednostką dodawczą (kątem $\pi/2$ uzyskuje się dla przypadku zasilania transformatora dodawczego napięciami międzyfazowymi odpowiednich faz sąsiednich; dla przypadku zasilania napięciami fazowymi o zmienionej kolejności faz wartość kąta zależy od kolejności faz). Powoduje to, że wektory napięć



U_A, U_B, U_C – wektory napięć zasilających uzwojenie szeregowo jednostki dodawczej
 $U_{A'}, U_{B'}, U_{C'}$ – wektory napięć na wyjściu uzwojenia szeregowego jednostki dodawczej
 $\Delta U_{A'}, \Delta U_{B'}, \Delta U_{C'}$ – wektory napięć dodawczych

Rys. 4. Idea regulacji zespołu transformatorowego: a) uzwojenia transformatora dodawczego; b) napięcia fazowe i napięcia międzyfazowe zasilające jednostkę dodawczą; c) i d) napięcia fazowe na wyjściu jednostki dodawczej (rys. c – dla regulacji modułu; rys. d – dla regulacji kąta)

na wyjściu uzwojenia szeregowego jednostki dodawczej (U_A', U_B', U_C') są przesunięte w fazie o kąt θ w stosunku do wektorów napięć przed tym uzwojeniem jednostki dodawczej (U_A, U_B, U_C). Należy zauważyć, że wartość kąta θ zależy od długości wektorów napięć dodawczych ($\Delta U_A', \Delta U_B', \Delta U_C'$). Tym samym zmiana długości wektorów (modułu) napięć dodawczych umożliwia regulację kąta fazowego napięcia za zespołem transformatorowym. Taki sposób regulacji nazywany jest regulacją poprzeczną.

Regulacja wzdłużno-poprzeczna polega na połączeniu regulacji wzdłużnej i regulacji poprzecznej. Regulacja tego typu umożliwia regulację modułu napięcia oraz kąta fazowego napięcia. Może być ona realizowana dwoma sposobami [4]:

- rozdzielnie (regulacja wzdłużno-poprzeczna niezależna) – w przypadku takich rozwiązań regulacja wzdłużna odbywa się zwykle na jednostce głównej zespołu transformatorowego, natomiast regulacja poprzeczna odbywa się na jednostce dodawczej; obydwa wymienione rodzaje regulacji mogą być wykonywane niezależnie (tj. regulacja danego parametru napięcia – moduł bądź kąt fazowy – nie pociąga za sobą zmian drugiego z parametrów napięcia)
- łącznie (regulacja wzdłużno-poprzeczna zależna) – regulacja wzdłużna i regulacja poprzeczna odbywa się na jednostce dodawczej; obydwa wymienione rodzaje regulacji wykonuje się współzależnie (tj. regulacja jednego parametru napięcia – moduł bądź kąt fazowy – pociąga za sobą zmianę drugiego z parametrów napięcia); regulację wzdłużno-poprzeczną realizowaną łącznie zwykle nazywa się regulacją skośną.

Przyporządkowanie przedstawionych rodzajów regulacji do urządzeń elektroenergetycznych, które umożliwiają realizację regulacji wzdłużnej, poprzecznej i wzdłużno-poprzecznej, zamieszczono na rys. 5. Urządzeniami realizującymi regulację wzdłużną (regulacja modułu napięcia) są transformatory i autotransformatory z regulacją zaczepów. Do realizacji wyłącznie regulacji poprzecznej (regulacja kąta fazowego napięcia) są predestynowane tzw. przesuwniki fazy (przesuwniki fazowe). Natomiast regulację wzdłużno-poprzeczną (regulacja modułu i kąta fazowego napięcia) umożliwiają transformatory regulacyjne w postaci zespołów transformatorowych składających się z jednostki głównej i jednostki dodawczej.

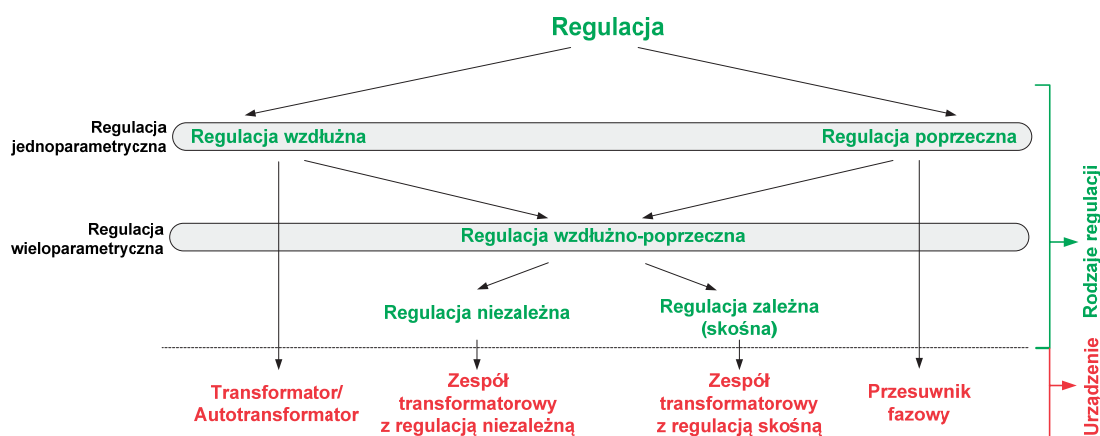
Efekty regulacji z wykorzystaniem zespołów transformatorowych

Rozważając zasadność regulacji prowadzonej z wykorzystaniem zespołów transformatorowych z regulacją wzdłużno-poprzeczną, przeprowadzono analizy, w których zbadano efekty sieciowe realizowanej regulacji. W tym celu sparametryzowano modele transformatorów regulacyjnych, tak aby stanowiły one odzwierciedlenie układów rzeczywistych. W analizach uwzględniono model zespołu transformatorowego z regulacją wzdłużno-poprzeczną zależną (skośną). Model takiego zespołu zdefiniowano jako pojedynczy obiekt elektroenergetyczny, reprezentujący jednostkę główną i jednostkę dodawczą rzeczywistego zespołu transformatorowego.

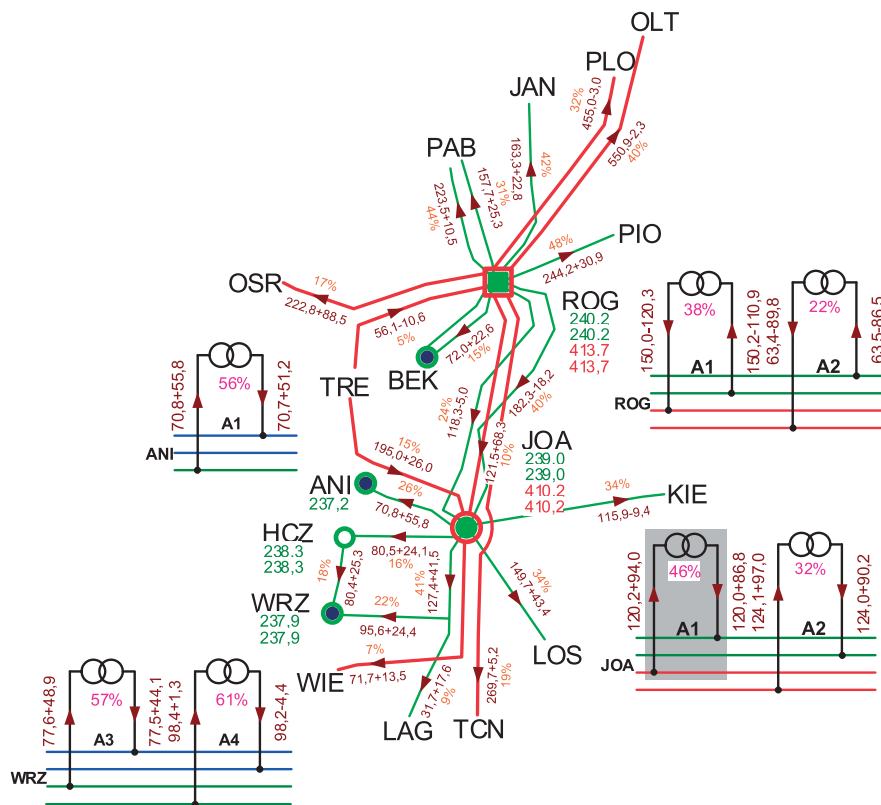
Analizę pracy zespołów transformatorowych przeprowadzono w układzie sieci zamkniętej 400 kV i 220 kV Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Analizie poddano układ sieciowy, którego struktura i zbiór elementów sieciowych odzwierciedla stan bieżący KSE w zimowym szczycie obciążenia. Układem odniesienia był układ bazowy bez regulacji skośnej (o nastawie zaczepu neutralnego) nazywanym dalej scenariuszem bazowym S0. W obliczeniach skoncentrowano się na określeniu wartości przepływów mocy czynnej na elementach KSE. Na rys. 6 przedstawiono rozpląwy mocy w bezpośrednim otoczeniu sieciowym stacji z zainstalowanym zespołem transformatorowym z regulacją (transformator wyróżniono wyszarzonym tłem). W analizie wybrano transformator oznaczony jako A1 zainstalowany w węźle Joachimów. Badając efekty pracy zespołu transformatorowego z regulacją wzdłużno-poprzeczną przeanalizowano cztery scenariusze pracy (rys. 7):

- scenariusz S1: kąt regulacji $\alpha = -120^\circ$, zaczep 1
- scenariusz S2: kąt regulacji $\alpha = -120^\circ$, zaczep 19
- scenariusz S3: kąt regulacji $\alpha = 120^\circ$, zaczep 1
- scenariusz S4: kąt regulacji $\alpha = 120^\circ$, zaczep 19.

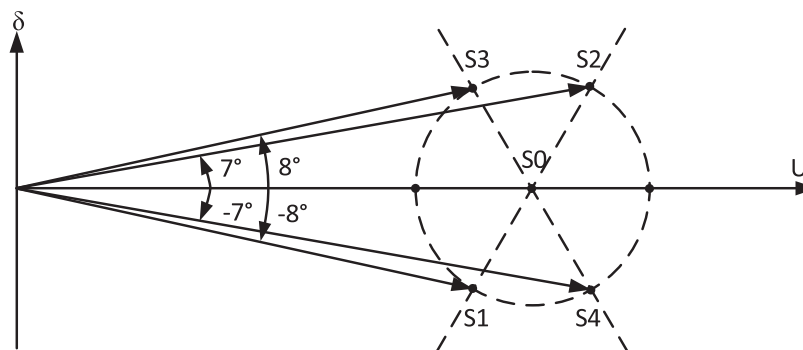
Analizując uzyskane wyniki, obliczono zmiany wartości przepływów mocy czynnej podyktowane zmianą scenariusza ustawień parametrów regulacyjnych transformatorów. Zmiany wartości obserwowanych wielkości wyznaczano w odniesieniu



Rys. 5. Rodzaje typów regulacji i urządzeń transformatorowych je realizujących



Rys. 6. Rozpływy mocy w stacji z transformatorem JOA-A1 oraz w jej otoczeniu sieciowym



Rys. 7. Scenariusze ustawienia parametrów regulacyjnych transformatora z regulacją wzdłużno-poprzeczną zależną (skośną)

do wartości danej wielkości właściwej dla scenariusza S0 (układ bazowy) zgodnie z zależnościami (1) i (2):

$$\Delta P_T = \frac{P_T^{Sx} - P_T^{S0}}{P_T^{S0}} \quad (1)$$

gdzie:

P_T^{S0} – wartość mocy czynnej płynącej przez transformator dla scenariusza S0,

P_T^{Sx} – wartość mocy czynnej płynącej przez transformator dla scenariusza Sx (x = 1...4),

$$\Delta\beta = \beta^{Sx} - \beta^{S0} \quad (2)$$

gdzie:

β^{S0} – stopień obciążenia transformatora dla scenariusza S0

β^{Sx} – stopień obciążenia transformatora dla scenariusza Sx.

W poniższej tabelicy przedstawiono przyływy mocy oraz stopnie obciążenia, a także zmianę tych wielkości w wyniku zmiany ustawień transformatora JOA-A1 (zmiany scenariusza).

Na rys. 8 przedstawiono zależność liczby elementów sieciowych objętych zmianą warunków pracy (wyrażonych poziomem przepływu mocy) wskutek zmiany scenariusza ustawień parametrów regulacyjnych rozpatrywanego zespołu transformatorowego z regulacją wzdłużno-poprzeczną od zakresu zmiany przepływu. Na wykresie uwzględniano wyłącznie elementy, dla których zmiana przekraczała 10%.

Poza analizą rozptyłu mocy w stanach normalnych przeprowadzono analizę wariantową, uwzględniając wyłączenia elementów sieciowych. W obliczeniach uwzględniono scenariusze regulacji S1 oraz S2 i scenariusz bazowy S0. Analizując wpływ regulacji wzdłużno-poprzecznej, przeprowadzanej za pomocą transformatora JOA-A1 400/220 kV, rozpatrzono następujące warianty pracy sieci:

W0 – układ normalny

W1 – wyłączenie linii 220 kV relacji Joachimów – Huta Częstochowa

W2 – wyłączenie linii 400 kV relacji Płock – Rogowiec oraz linii 400 kV relacji Rogowiec – Ołtarzew.

Na rys. 9 przedstawiono zmianę stopnia obciążenia wybranej linii (220 kV relacji Joachimów – Rogowiec) w funkcji scenariusza ustawień parametrów regulacyjnych transformatora JOA-A1.

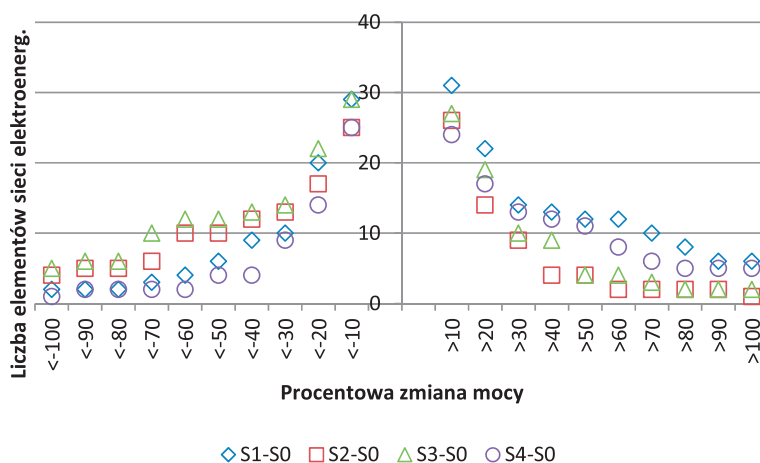
Podsumowanie

- Realizacja regulacji poprzecznej przez zespoły transformatorowe z regulacją wzdłużno-poprzeczną pozwala kształtować przepływy mocy czynnej przez te transformatory i – tym samym – rozptył mocy w otoczeniu sieciowym miejsca

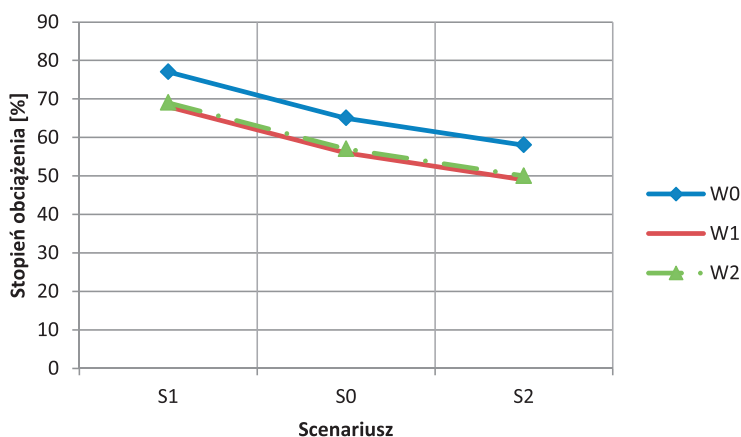
Wielkość		Wartości poszczególnych wielkości w zależności od przyjętego scenariusza ustawienia parametrów regulacyjnych transformatora				
		S0	S1	S2	S3	S4
Scenariusz		S0	S1	S2	S3	S4
P_T	MW	120,2	-255,9	411,4	496,7	-175,1
β	%	46,0	83,0	158,0	156,0	109,0
Scenariusz		-	S1-S0	S2-S0	S3-S0	S4-S0
ΔP_T	%	-	-312,8	242,1	313,0	-245,6
$\Delta \beta$	%	-	37,0	112,0	110,0	63,0

Tab. 1. Przepływy mocy czynnej, stopnie obciążenia transformatora JOA-A1 oraz zmiany tych wielkości dla różnych scenariuszy ustawienia parametrów regulacyjnych transformatora

zainstalowania tych jednostek – w KSE w szczególności dotyczy to sieci 400 kV i 220 kV. Podstawowy efekt tej regulacji dotyczy wielkości przepływu mocy (obciążenia) zespołu transformatorowego.



Rys. 8. Zależność liczby elementów KSE od kierunku i zakresu zmiany przepływu mocy dla różnych scenariuszy regulacji transformatora JOA-A1



Rys. 9. Zmiany stopnia obciążenia linii 220 kV relacji Joachimów – Rogowiec dla różnych wariantów pracy KSE i scenariuszy ustawień regulacyjnych transformatora

- Zdolności regulacyjne przepływu mocy rozpatrywanych transformatorów z regulacją zależą od ich parametrów konstrukcyjnych (zakres zmian przekładni kątovej δ , wartości impedancji zastępczej itp.) oraz miejsca zainstalowania w KSE (w tym mocy zwarciovej i struktury otoczenia sieciowego po obu stronach transformatora). Wskazane jest stosowanie takiego rozwiązania regulacyjnego dla rozdziału obciążeń pomiędzy linie 220 kV oraz 400 kV.
- Dla transformatorów z regulacją wzdłużno-poprzeczną zależną zmianie przekładni kątovej δ towarzyszy zmiana przekładni napięciowej (dla kąta regulacji α różnego od 0°). Wówczas równocześnie ze zmianą kąta przesunięcia fazowego napięć węzłowych następuje zmiana modułu napięcia. Występująca współzależność jest niekorzystna, ponieważ ogranicza możliwości swobodnego kształtowania warunków pracy sieci. W szczególności może to dotyczyć awaryjnych stanów pracy KSE.
- Dla zespołów transformatorowych z regulacją wzdłużno-poprzeczną zależną zainstalowanych w KSE zmiana kąta regulacji α wymaga nie tylko wyłączenia całego zespołu transformatorowego, ale również zmiany kolejności połączeń faz

pomiędzy poszczególnymi jednostkami składowymi zespołu transformatorowego. Uniemożliwia to szybką regulację przepływów mocy w stanach awaryjnych pracy KSE wymagających niezwłocznych reakcji. Należy zatem przyjąć, że dla tego typu jednostki bezprzerwowa praca jest zdeterminowana układem połączeń między jednostką główną a dodawczą.

BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
2. Ziemiński S., Zespoły transformatorowe z regulacją przekładni poprzecznej jako sieciowe środki kształtowania przepływów mocy (energii) w SEE, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2006, nr 12.
3. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną, *Energetyka* 2011, nr 5.
4. Żmuda K., Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze – wybrane zagadnienia z przykładami, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.

Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.

Piotr Rzepka

dr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: piotr.rzepka@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi m.in. z modelowaniem stanów zakłóceń w SEE, działaniem automatyki elektroenergetycznej (w tym automatyki systemowej i zabezpieczeniowej) oraz określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie automatyki elektroenergetycznej.

Mateusz Szablicki

dr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.szablicki@pse.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi, sieciami typu smart) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).

Use of Transformers with Diagonal Regulation to Control Power Flows in the Power System

Keywords

compensated grid, effectively earthed grid, grid neutral, phase-to-earth fault

Abstract

Transmission system performance results from, among other factors, the use of devices for electricity transmission and transformation. Proper operation and control of these devices allows maintaining proper electricity parameters and the continuous supply to end consumers. In the group of electricity transforming devices transformers can be distinguished by the ability to control both the level and phase angle of voltage. In this way transmission system state parameters are adjusted, which enable selecting the transmitted reactive and active power. On the one hand, these are devices of complex structure, resulting in difficult operating conditions, while on the other hand they provide a potential opportunity to influence the load flow (including active power) in power grids. This article presents the idea of longitudinal-lateral regulation and a transformer unit model. Using the transformer unit's grid model grid analyses were conducted with a focus on evaluating load flow control capabilities. The results of the calculations for the selected transformer unit are presented.

Porównanie możliwości przesyłowych dwóch układów regulacyjnych: transformatorów z regulacją poprzeczną oraz transformatorów z regulacją wzdłużną

Autorzy

Marcin Sarnicki
 Ryszard Zajczyk
 Bartosz Tarakan
 Krzysztof Tarakan

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przesuwniki fazowe, transformatory dodawcze, regulacja przepływu mocy czynnej i biernej

Streszczenie

W artykule przedstawiono porównanie możliwości regulacyjnych transformatorów z regulacją poprzeczną oraz wzdłużną w wybranym węźle systemu elektroenergetycznego. Zaprezentowano możliwości regulacyjne tych układów oraz możliwości kształtowania wymiany międzysystemowej.

1. Wstęp

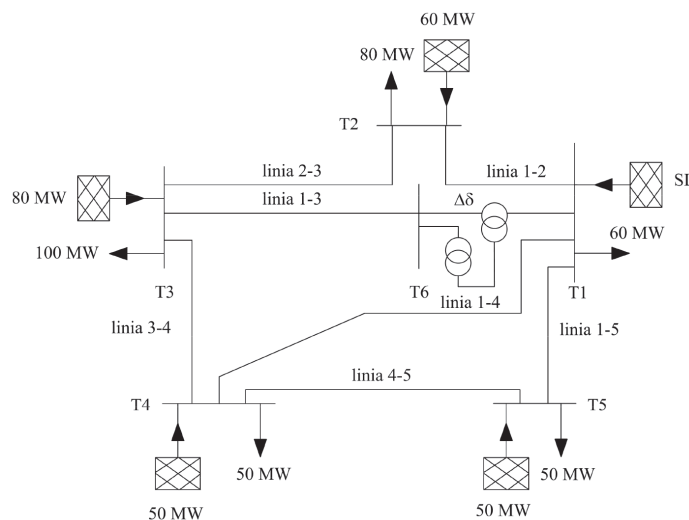
W połączonych systemach elektroenergetycznych częstym zjawiskiem są nieplanowane przepływy wyrównawcze (w tym przepływy karuzelowe). Wzrost przepływu mocy w określonych liniach powoduje obniżenie jej zdolności przesyłowych. Często również występuje taka sytuacja, w której nie można przesłać części energii w obrębie jednego systemu, ponieważ energia z innego systemu wykorzystuje dany ciąg liniowy nadmiernie [1]. Istotną jest zatem kontrola przepływającej mocy w określonych ciągach liniowych, zwłaszcza tych, które łączą duże systemy elektroenergetyczne. Kontrola przepływu mocy pozwala na uzyskanie wysokich parametrów techniczno-ekonomicznych pracy systemu, tj.: minimalizację strat przesyłowych, czy zapewnienie rezerwy stabilności.

Kontrola taka powinna mieć miejsce w rozległych SEE oraz w systemach, w których wprowadza się odnawialne źródła energii, tj. np. w elektrowniach wiatrowych [5].

Do regulacji przepływu mocy służą układy energoelektroniczne FACTS, jak UPFC, IPFC, SSC itp. Regulację mocy można również uzyskać przez zastosowanie transformatorów z regulacją poprzeczną oraz wzdłużną, o czym mowa w poniższym artykule.

2. Badana sieć

Badaną sieć przedstawiono na rys. 1. Sieć składa się z 5 podsystemów elektroenergetycznych i 7 linii łączących systemy. Dwa podsystemy przyłączone od szyn T4 i T5 są wewnętrznie zbilansowane. W linii 1–3 zamontowano transformator dodawczy, a do szyny T6 przyłączono transformator wzbudający. Założono, że wszystkie linie mają takie same parametry oraz długości i są to linie o napięciu znamionowym 110 kV. Transformator

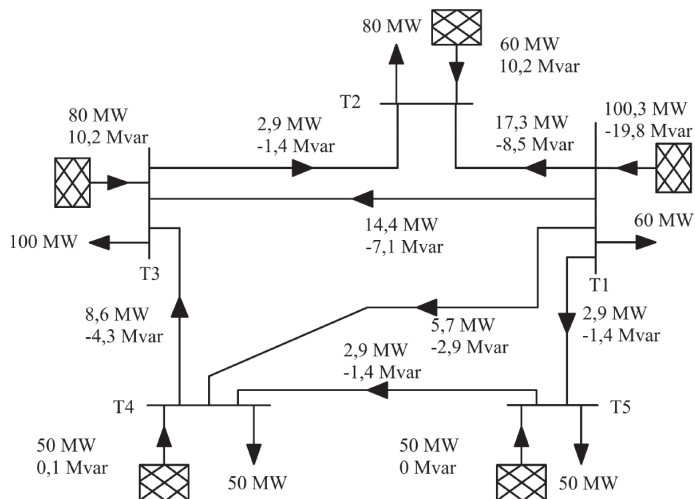


Rys. 1. Badana sieć elektroenergetyczna

wzbudający ma 17 zaczepów. W trakcie prowadzonych badań analizie poddano transformatory dodawcze o układzie połączeń strony SN wariantowo w trójkąt oraz w gwiazdę.

3. Wyniki obliczeń

W przypadku braku urządzenia regulacyjnego zainstalowanego w systemie, a tym samym braku regulacji kąta przesunięcia fazowego, rozpył mocy kształtuje się jak na rys. 2. Największa moc 17,3 MW płynie linią 1–2, linią 1–3 płynie moc od szyny T1 do T3 równa 14,4 MW.



Rys. 2. Wyniki analizy rozplwywej dla sieci bez przesuwника fazowego

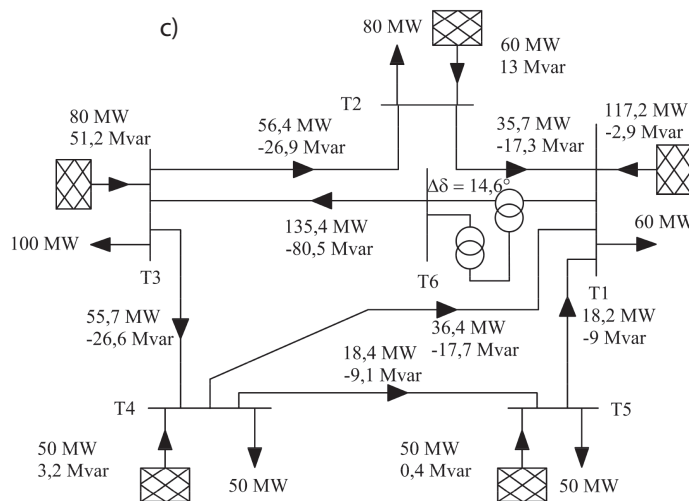
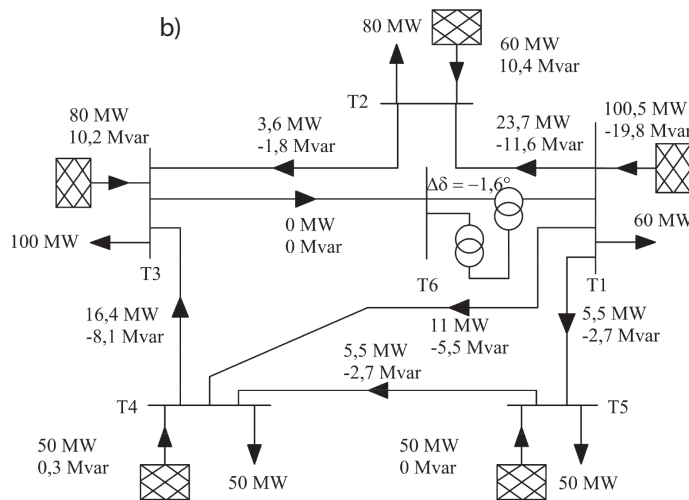
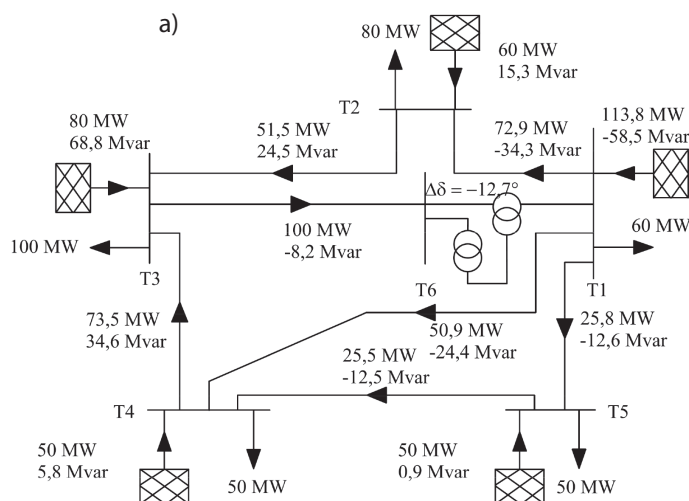
Pierwszym badanym układem jest przesuwник fazowy, czyli układ transformatorów z regulacją poprzeczną. Uzwojenie transformatora dodatkowego połączono w trójkąt, tak aby umożliwić maksymalnie duży zakres regulacji mocy czynnej. Regulacja mocy dla transgranicznych przepływów stanowi jedno z zastosowań przesuwników fazowych.

Z przedstawionego rozplwywu wynika, że przepływ mocy odbywa się z systemu od szyny T1 do systemów szyn T2 i T3 poprzez wszystkie linie łączące podsystemy.

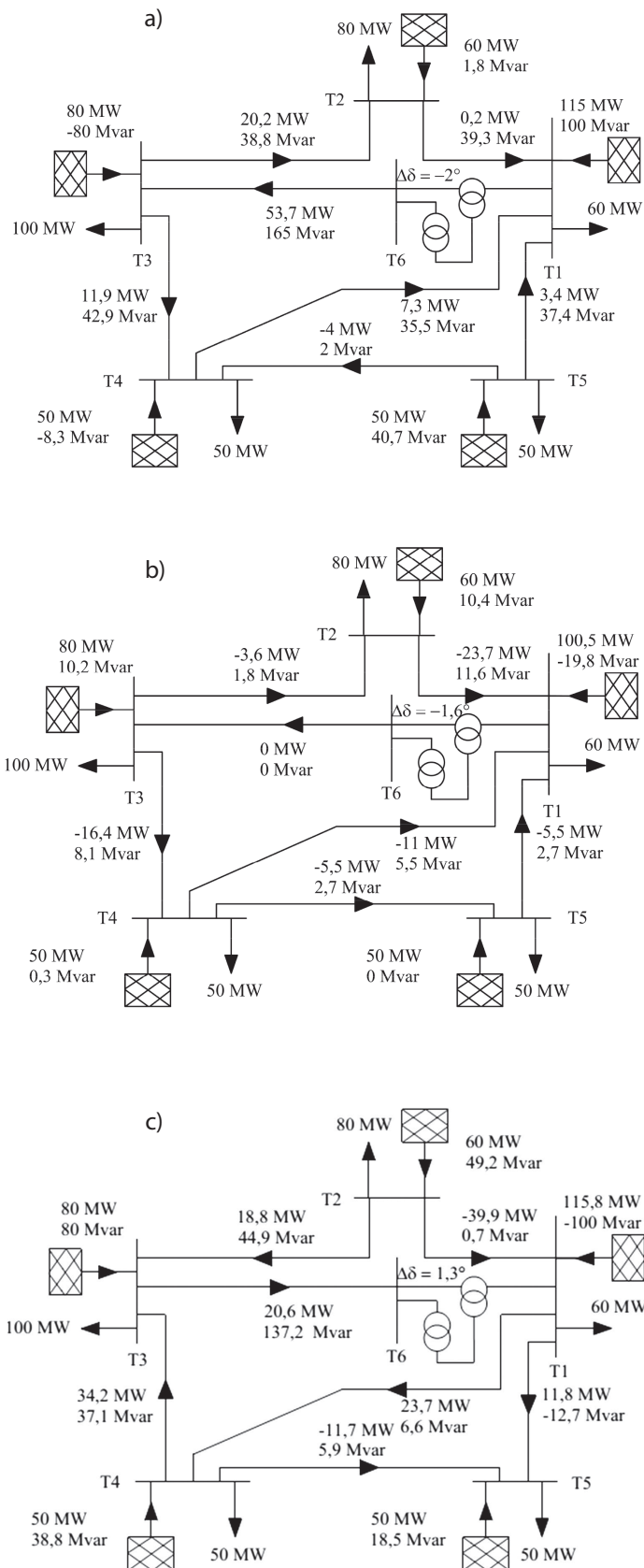
W przypadku wykorzystania przesuwника fazowego w linii 1-3 rozplwy kształtuje się zgodnie z rys. 3. Układ połączeń transformatora dodatkowego został wykonany po stronie SN w trójkąt. Badania rozplwywów zostały przeprowadzone dla wszystkich numerów przełącznika zaczeów, ale w analizie wyników przedstawiono tylko skrajne wartości numerów zaczeów, które obrazują największą zmianę wartości przepływów mocy oraz zmianę ich kierunku. Kierunek strzałek jest zgodny z kierunkiem przepływu mocy czynnej, natomiast znak minus przy mocy biernej wskazuje przeciwny kierunek przepływu tej mocy do mocy czynnej. Odpowiednia regulacja kąta przesuwника fazowego, poprzez zmianę przekładni transformatora wzbudzającego, pozwala na zmianę przepływu mocy w linii.

Na rys. 3a występuje przepływ mocy czynnej w linii 1-3 w kierunku od szyny T3 do szyny T1. Kierunek przepływu mocy biernej jest przeciwny. Na rys. 3b po zmianie zaczeu na zaczeu 7 moce przepływające przez linię 1-3 zmalały do zera. Na rys. 3c dla $\Delta\delta = 14,6^\circ$ kierunek przepływu mocy czynnej uległ zmianie we wszystkich liniach

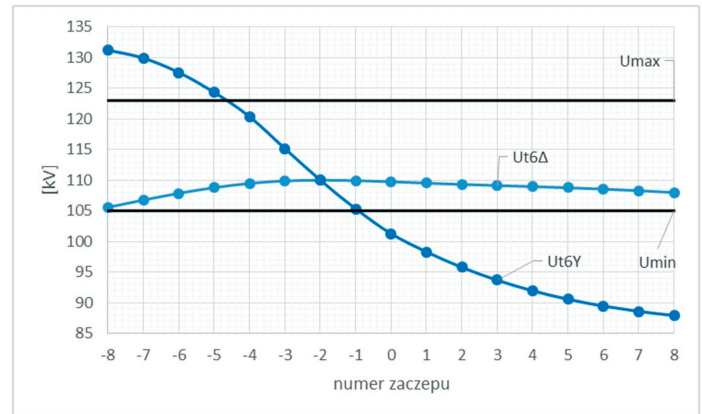
Regulacja przepływu mocy biernej została pokazana na rys. 4. Układ połączeń transformatora dodatkowego wykonano po stronie SN w gwiazdę. Badania rozplwywów zostały przeprowadzone dla wszystkich numerów zaczeów. Kierunek strzałek jest zgodny z kierunkiem przepływu mocy biernej, a znak minus przy



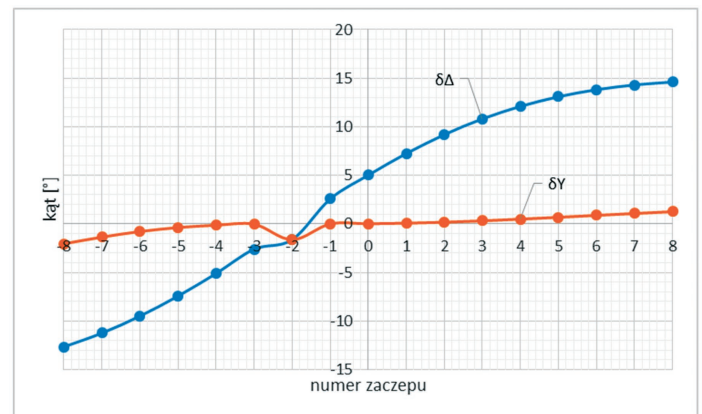
Rys. 3. Wyniki badań rozplwywowych dla układu połączeń transformatora dodatkowego w trójkąt: a) zaczeu 1, b) zaczeu 7, c) zaczeu 17



Rys. 4. Wyniki badań rozplywowych dla układu połączeń transformatora dodatkowego w gwiazdę: a) zaczep 1, b) zaczep 7, c) zaczep 17



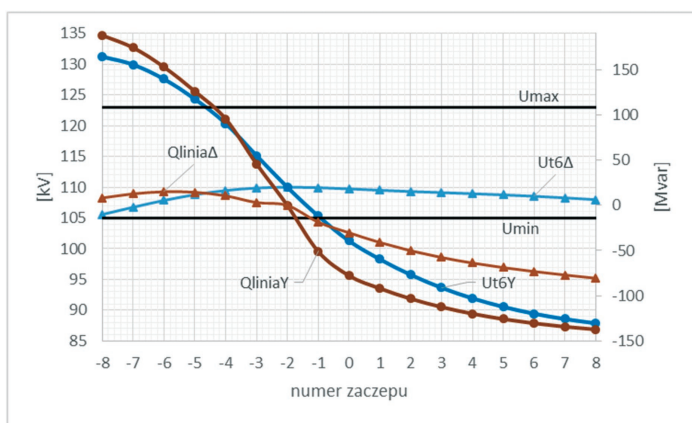
Rys. 5. Regulacja napięcia na szynie T6 przy połączeniu uzwojenia transformatora dodatkowego w gwiazdę i trójkąt



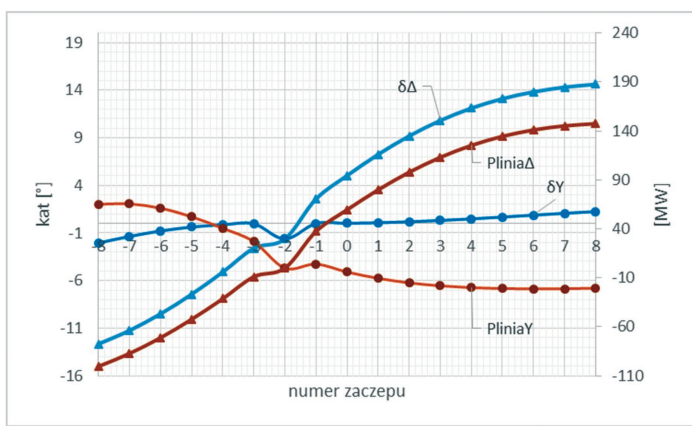
Rys. 6. Regulacja kąta mocy $\Delta\delta$ pomiędzy wektorami napięć na szynie T6 i T1 dla układów połączeń transformatora dodatkowego w gwiazdę i trójkąt

mocy czynnej wskazuje przeciwny kierunek przepływu tej mocy do mocy biernej. Odpowiednia regulacja napięcia dodatkowego przesuwnika fazowego pozwala na zmianę przepływu w linii 1-3. Na rys. 4a występuje przepływ mocy biernej w linii 1-3 w kierunku od szyny T1 do szyny T3. Kierunek przepływu mocy czynnej jest zgodny z kierunkiem przepływu mocy biernej. Na rys. 4b po zmianie zaczeput na zaczep 7 moce przepływające przez linię 1-3 zmalały do zera. Na rys. 4c po zwiększeniu zaczeput na zaczep 17 następuje zmiana przepływu mocy biernej w przeciwną stronę.

Na rys. 5 przedstawiono zakres zmian napięcia na szynie T6 przy dwóch różnych połączeniach uzwojenia transformatora dodatkowego. Największy zakres zmian napięcia na szynie występuje podczas połączenia uzwojenia SN transformatora dodatkowego w gwiazdę, przy połączeniu w trójkąt zakres ten jest znacznie mniejszy. Podczas badań napięcie na szynie przekroczyło granice



Rys. 7. Regulacja przepływów mocy biernej w linii 1-3 przy połączeniu uzwojeń transformatora wzbudającego w gwiazdę lub trójkąt



Rys. 8. Regulacja przepływów mocy czynnej w linii 1-3 przy połączeniu uzwojeń transformatora wzbudającego w trójkąt lub gwiazdę

napięć dopuszczalnych dla sieci 110 kV (przy połączeniu uzwojenia strony SN transformatora dodatkowego w gwiazdę).

Zmiany kąta wektorów napięć pomiędzy szynami T6 i T1 przedstawiono na rys. 6. Znaczny zakres regulacji kąta występuje przy połączeniu transformatora dodatkowego w trójkąt. Niewielkie zmiany kąta występują dla połączenia transformatora dodatkowego w gwiazdę. Oba wykresy przecinają się w punkcie, gdzie moc czynna i bierna osiąga wartość zero (dla 7 zaczeptu i różnicy kąta $\Delta\delta = -1,6^\circ$).

Regulację przepływu mocy biernej przedstawiono na rys. 7. Większy zakres regulacji mocy biernej występuje przy połączeniu transformatora dodatkowego w gwiazdę. Widoczna jest silna zależność mocy biernej od napięcia.

Na rys. 8 przedstawiono regulację przepływu mocy czynnej w linii 1-3. Duży zakres regulacyjny kąta $\Delta\delta$ występuje przy połączeniu uzwojeń w trójkąt. Widoczna jest silna zależność mocy czynnej od tego kąta. Charakterystyki przecinają się w punkcie, w którym przepływy mocy w linii 1-3 są zerowe (pominięto susceptancję linii).

4. Wnioski

Podczas regulacji zaczeptami transformatora wzbudającego występują silne zależności mocy czynnej od różnicy kątów pomiędzy wektorami napięć oraz silne zależności mocy biernej od napięcia dodatkowego. Najkorzystniejszym sposobem regulacji mocy czynnej jest zastosowanie transformatora dodatkowego z uzwojeniem po stronie SN połączonym w trójkąt. Do regulacji mocy biernej dobrym rozwiązaniem jest transformator dodatkowy z uzwojeniem połączonym w gwiazdę.

Jak widać na rys. 3 i rys. 4 poprzez zmianę przekładni możemy regulować przepływy mocy pomiędzy podsystemami we wszystkich gałęziach. Jednakże kontrolę nad przepływem mocy mamy tylko w jednej linii, w tej, w której zamontowano układ do regulacji mocy.

BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
2. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną, *Energetyka* 2011, nr 5, s. 279-284.
3. Klucznik J., Dobrzyński K., Lubośny Z., Optymalizacja poziomów napięć i rozpyłów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem logiki rozmytej, *Acta Energetica* 2013, nr 1, s. 56-67.
4. Szczepanik J., Sieńko T., Nowoczesne urządzenia do kontroli rozpyłu mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym, *Acta Energetica* 2013, nr 4/17, s. 158-165.

Marcin Sarnicki

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: m.sarnicki@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki (2013). Doktorant w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. W swoich badaniach zajmuje się tematyką przesuwników fazowych. Zainteresowania: regulacja przepływów mocy w systemie elektroenergetycznym, stabilność systemu elektroenergetycznego, regulacja napięcia w systemie elektroenergetycznym, energetyka odnawialna, automatyka zabezpieczeniowa, automatyka i zasobniki energii.

Ryszard Zajczyk

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: rzajczyk@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1978). Stopień naukowy doktora uzyskał w 1988 roku, doktora habilitowanego w 1997 roku, zaś tytuł profesora w 2004 roku. Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni jako profesor zwyczajny, pełniąc jednocześnie funkcję kierownika katedry.

Prowadzi działalność naukową w dziedzinie elektrotechniki i energetyki, a jego specjalnością naukową są systemy elektroenergetyczne i energetyczne oraz automatyka elektroenergetyczna.

Bartosz Tarakan

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: b.tarakan@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie jest doktorantem w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Do głównych obszarów jego zainteresowań należą: energetyka odnawialna, układy regulacji, jakość energii elektrycznej, stabilność systemu elektroenergetycznego, automatyka i zabezpieczenia elektroenergetyczne.

Krzysztof Tarakan

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: tarakan@wp.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Od 2001 roku pracuje jako specjalista w ENREGA-OPERATOR SA.

Ukończył studia podyplomowe z dziedziny jakości energii elektrycznej. Wśród jego głównych obszarów zainteresowań wymienić należy: odnawialne źródła energii elektrycznej, zagadnienia związane z przesyłaniem energii elektrycznej sieciami najwyższych napięć, zagadnienia dotyczące ograniczania strat sieciowych oraz jakości energii elektrycznej.

Comparison of Transmission Capacities of Two Regulation Systems: Lateral and in-phase Control Transformers

Keywords

phase shifters, booster transformers, active and reactive load control

Abstract

This paper presents a comparison of regulation capabilities of lateral and in-phase control transformers in a selected node of the power system. Their regulation capabilities are presented, as well as cross-system exchange options.

Studium wykorzystania przekształtnika macierzowego do budowy przesuwnika fazowego

Autorzy

Tomasz Sieńko
Jerzy Szczepanik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przekształtnik macierzowy, przesuwnik fazowy, FACTS, kontrola rozptyłu mocy, niezawodność systemu elektroenergetycznego, układy wielofazowe

Streszczenie

W artykule została zaprezentowana analiza zastosowania wielofazowego przekształtnika macierzowego (PM) do budowy przesuwnika fazowego (PS). Analizę przeprowadzono za pomocą technik symulacyjnych oraz pomiarów wykonanych na sześciofazowym modelu przekształtnika zbudowanym w laboratorium. Zaprezentowano trzy podstawowe schematy kontroli oraz ich związek z własnościami PM. Poza zdolnością przesuwnika fazowego do zmiany transferu mocy czynnej interesujący jest wpływ urządzenia na transmisję mocy biernej, co ukazano w artykule. Nowo pokazane właściwości PM pozwalają na budowę PS o większych możliwościach kontroli systemu elektroenergetycznego (SEE) niż obecnie dostępne urządzenia.

Możliwości różnych wariantów sterowania PM oraz duża prędkość reakcji bazującego na nim PS będą niewątpliwie przydatne w kontroli stanów dynamicznych pracy SEE (stanach pozaburzeniowych), np. do szybkiej likwidacji kołysań generatorów czy regulacji rozptyłu mocy.

Przedstawiona praca jest rozwinięciem koncepcji przesuwnika fazowego prezentowanego w poprzednich latach, a dalszy ciąg zakłada budowę modelu przesuwnika do zastosowania w wykonanym już modelu systemu elektroenergetycznego.

Wstęp

Obecnie w Europie na skutek budowy nowych połączeń zwiększa się wielkość SEE pracującego synchronicznie, a równocześnie zwiększa się penetracja systemu elektroenergetycznego przez źródła odnawialne. Skutkuje to zwiększeniem niekontrolowanych przepływów kołowych (ang. *loop flow*) [1–4] i powstaniem potrzeby ograniczania tego zjawiska [5–7] oraz konieczności szybkiej interwencji w rozptył mocy w SEE (aby ograniczyć prawdopodobieństwo poważnej awarii lub nawet *blackoutu* [8–11]).

Zwiększa się zatem zapotrzebowanie na nowe idee, technologie i urządzenia służące do kontroli SEE, wpisujące się w grupę zwaną urządzeniami FACTS. W artykule zostanie wykonana analiza pracy nowego urządzenia mającego możliwości optymalizacji rozptyłu mocy w warunkach statycznych oraz charakteryzującego się dużą prędkością odpowiedzi pozwalającą na tłumienie oscylacji międzysystemowych i kontrolę rozptyłu mocy w stanach pozaburzeniowych – przesuwnika fazowego opartego na wielofazowym przekształtniku macierzowym. Koncepcja urządzenia (rys. 1) oraz część jego możliwości (dla jednej z metod kontroli PM) została już przedstawiona w artykułach [12–14], jednak odpowiednio modyfikując sposób sterowania PM, można uzyskać urządzenie o możliwościach znacznie większych, niż poprzednio sądzono.



Rys. 1. Schemat blokowy przesuwnika fazowego z przekształtnikiem macierzowym (PM); FK – filtr komutacyjny, FH – filtr harmonicznych

Wymiana mocy czynnej i biernej pomiędzy dwoma systemami

Do analizy podstawowych zależności opisujących ilość energii pomiędzy dwoma systemami (ilości mocy czynnej i biernej przesyłanej przez linię elektroenergetyczną) używa się modelu przedstawionego na rys. 2, model ten jest bardzo uproszczony, jednak pozwala zaobserwować generalne trendy.



Rys. 2. Współpraca przesuwnika fazowego (PS) z linią

Moc pozorna wymieniana pomiędzy dwoma źródłami (SEE)

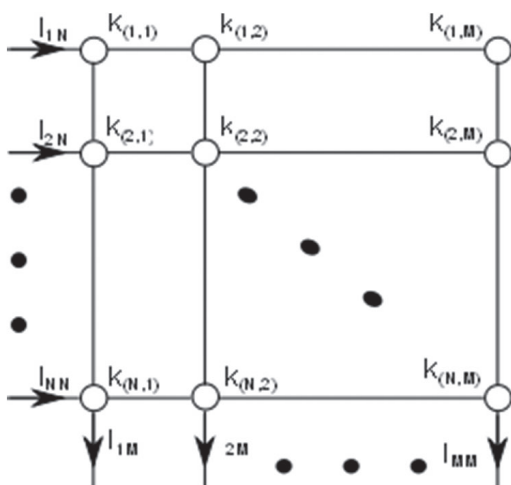
$$\underline{S} = \frac{U_2 - U_3}{\underline{Z}_L} \quad (1)$$

Po przyjęciu wielu uproszczeń: założeniu $XL \gg RL$, pominięciu parametrów poprzecznych, założeniu, że φ – kąt pomiędzy \underline{U}_2 i \underline{U}_3 jest mały, otrzymuje się:

$$P \sim \vartheta \quad Q \sim (U_2 - U_3) \quad (2)$$

Z zależności tych wynika, że wymiana mocy czynnej (P) pomiędzy dwoma SEE jest proporcjonalna głównie do kąta pomiędzy \underline{U}_2 i \underline{U}_3 , a mocy biernej (Q) – do różnicy pomiędzy wartościami tych napięć. Pozwala to na wyciągnięcie wniosku, że skuteczną metodą kontroli mocy czynnej, wymienianej pomiędzy dwoma systemami, jest wykorzystanie urządzeń zmieniających fazę napięcia U_2 względem U_1 . Jeśli takie urządzenie pozwoli również na zmianę amplitudy U_2 – możliwa będzie również kontrola mocy biernej.

W SEE rolę taką mogą pełnić: wspomniany już przesuwnik fazowy, wykorzystujący transformator [15, 16], lub urządzenie UPFC [17, 18]. Przesuwnik oparty na transformatorze posiada jednak ograniczoną możliwość zmiany kąta napięć, a ponadto zmiana ta jest skokowa (odczepy) oraz zależna od obciążenia. Kąt przesunięcia UPFC jest z kolei ograniczony ze względu na ograniczoną wielkość napięcia dodatkowego oraz wartość mocy nominalnej układu samego UPFC. Proponowany PS pozwala na zmianę fazy praktycznie o dowolny kąt, na pracę w charakterze łącznika międzysystemowego dla systemów o różnych częstotliwościach, a ponadto charakteryzuje się prędkością reakcji nieosiągalną obecnie dla innych typów przesuwników. Możliwości tego urządzenia nie ograniczają się tylko do prostej kontroli fazy i w pewnym stopniu amplitudy napięcia.



Rys. 3. Przekształtnik macierzowy

Wielofazowy przekształtnik macierzowy sterowany metodą obszarową

Rdzeniem proponowanego urządzenia (PS) jest wielofazowy PM (rys. 3) sterowany obszarowo. PM jest zbudowany z w pełni sterowalnych energoelektronicznych kluczy łączących bezpośrednio fazy wejściowe i wyjściowe. PM nie posiada zasobników energii – jego działanie można zatem sprowadzić do narzucenia więzów na napięcia i prądy po obu jego stronach [19, 20]. Koncepcja metody obszarowej sterowania PM została wymyślona i opisana przez prof. Tadeusza J. Sobczyka [21, 22]. Generalnie opiera się ona na geometrycznej interpretacji pracy PM (stan przekształtnika jest opisany w przestrzeni R^2) i uzależnienia stanu wszystkich kluczy od częstości i fazy początkowej (wielkości: $\omega t + \varphi$) po obu jego stronach. Autorzy artykułu zmodyfikowali sterowanie obszarowe, uzależniając stan PM od fazy biegnącej (τ) oraz tak dobierając obszary przewodzenia, aby PM generował z jednego wielofazowego układu napięć inny wielofazowy układ napięć. Faza biegnąca (τ) może być zdefiniowana jako kąt pomiędzy wektorem v_p (przestrzennym wektorem wartości chwilowej napięcia) i osią Re (argument v_p). Wektor v_p jest definiowany jako:

$$v_p = u_1 + a u_2 + a^2 u_3 \dots \quad (3)$$

gdzie: $a = e^{\frac{j2\pi}{N}}$, gdzie N – ilość faz.

Wektor v_p jest równocześnie składową zgodną wektora chwilowego napięć, a τ – fazą biegnącą pierwszego z tych napięć. Sterowanie przy użyciu wektora v_p pozwala uzależnić stan przekształtnika (które klucze są w danej chwili w stanie przewodzenia, a które odciążenia) od wartości chwilowych napięć po obu stronach.

Celem sterowania przekształtnika jest przekształcenie jednego periodycznego systemu napięć na inny periodyczny system napięć. Umożliwia to pewne uproszczenia – wystarczy zdefiniować stan przekształtnika w kwadracie $2\pi \times 2\pi$ (okresy napięć po obu stronach PM w mierze kątowej). W kwadracie tym zbiór punktów, dla których dany klucz znajduje się w stanie przewodzenia, jest nazywany obszarem przewodzenia dla tego klucza. Kształt obszaru przewodzenia dla klucza na pozycji (1,1) determinuje całe sterowanie PM oraz określa jego własności. Więcej o opracowanej przez autorów koncepcji generacji obszarów oraz związkach pomiędzy kształtem obszaru przewodzenia a pracą PM opublikowano w poprzednich pracach [23–29]. Należy tylko zaznaczyć, że na kształt obszarów przewodzenia wpływają warunki pracy przekształtnika oraz pożądany na wyjściu kształt napięcia. W artykule pokazano trzy podstawowe koncepcje sterowania przekładnikiem oraz wpływ tych sterowań na własności przekształtnika pracującego bez zmiany częstotliwości (konwersja 50 na 50 Hz). Własności przesuwника fazowego dla poszczególnych sterowań zbadano nie tylko na podstawie symulacji, ale także na podstawie przebiegów otrzymanych ze zbudowanego modelu przekształtnika o strukturze 6×6 . Koncepcje sterowania przesuwника fazowego opracowano na podstawie

następujących założeń: pierwsza oparta była na założeniu, że dany przebieg wyjściowy, przesunięty w fazie względem przebiegu wejściowego, jest tworzony tylko z faz wejściowych sąsiednich w stosunku do pożądanego przebiegu wyjściowego, druga koncepcja polegała na budowie przebiegu wyjściowego z fragmentów faz wejściowych przecinających pożądaną przebieg wyjściowy, a trzecia na zbudowaniu przebiegu wyjściowego z fragmentów faz wejściowych, które w danej chwili są najbliższe pożądanego przebiegu. Dla zaproponowanych algorytmów sterowań wygenerowano obszary przewodzenia oraz zaprogramowano sterownik układu laboratoryjnego. Wyniki pokazane w pracy otrzymano dla przesuwника pracującego w laboratorium w układzie pracy ze źródła napięciowego na obciążenie indukcyjne. Umożliwi to pokazanie wpływu algorytmu sterowania przekształtnika na rozplływ mocy biernej.

Przesuwnik fazowy wykorzystujący sterowanie z „dwóch sąsiednich”

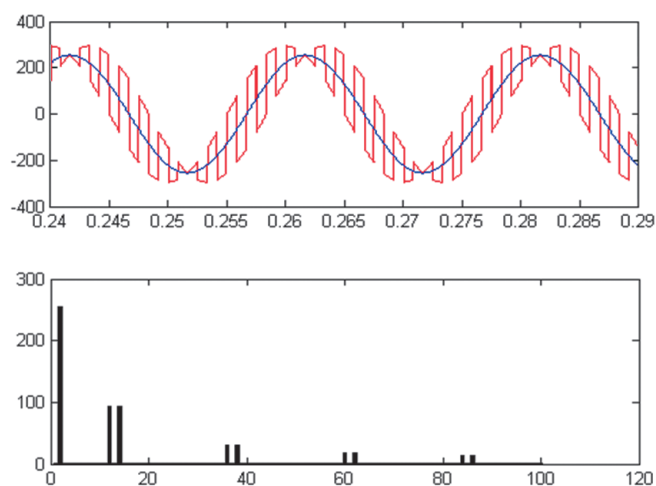
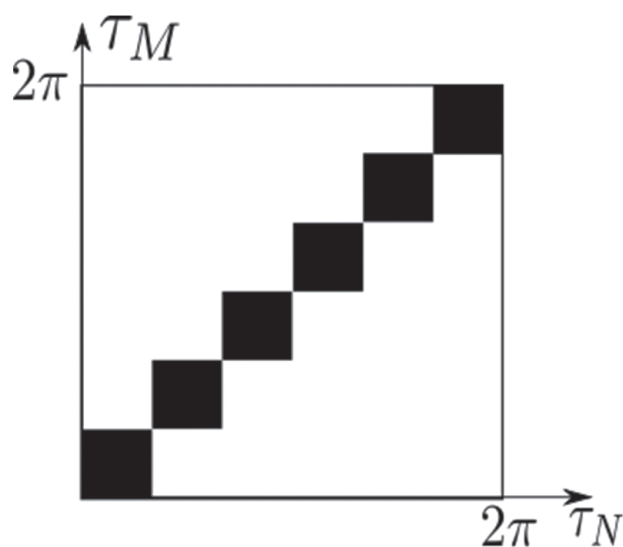
Obszar przewodzenia dla tego sterowania i PM 6 x 6 pokazano na rys. 4. Składa się on z sześciu kwadratów o rozmiarach

$\pi/3 \times \pi/3$ umieszczonych na przekątnej. Obszar ten można uogólnić na dowolny PM, w ogólnym przypadku: $N \times N$ liczba kwadratów wynosi N , a rozmiary kwadratów $2\pi/N \times 2\pi/N$.

W przypadku, gdy PM nie dokonuje zmiany częstotliwości, napięcie wyjściowe jest składane z dwóch sąsiednich faz wejściowych (rys. 4), fazę napięcia wyjściowego reguluje się poprzez zmianę stosunku czasów, w jakich na wyjście jest przyłączona każda z faz.

Analiza wyników pokazuje, że transfer napięcia dla tego sterowania jest związany z kątem przesunięcia wprowadzanym przez przekształtnik, najwyższy równy „1” (przy pominięciu spadku napięcia na elementach półprzewodnikowych) występuje dla kątów przesunięcia $2\pi c/N$ (gdzie c – liczba całkowita), najniższy dla $\pi/N + 2\pi c/N$, gdy pożądaną przebieg jest tworzony po równo z obu sąsiadujących faz. Podobny wniosek dotyczy zniekształceń przebiegów napięć i prądów.

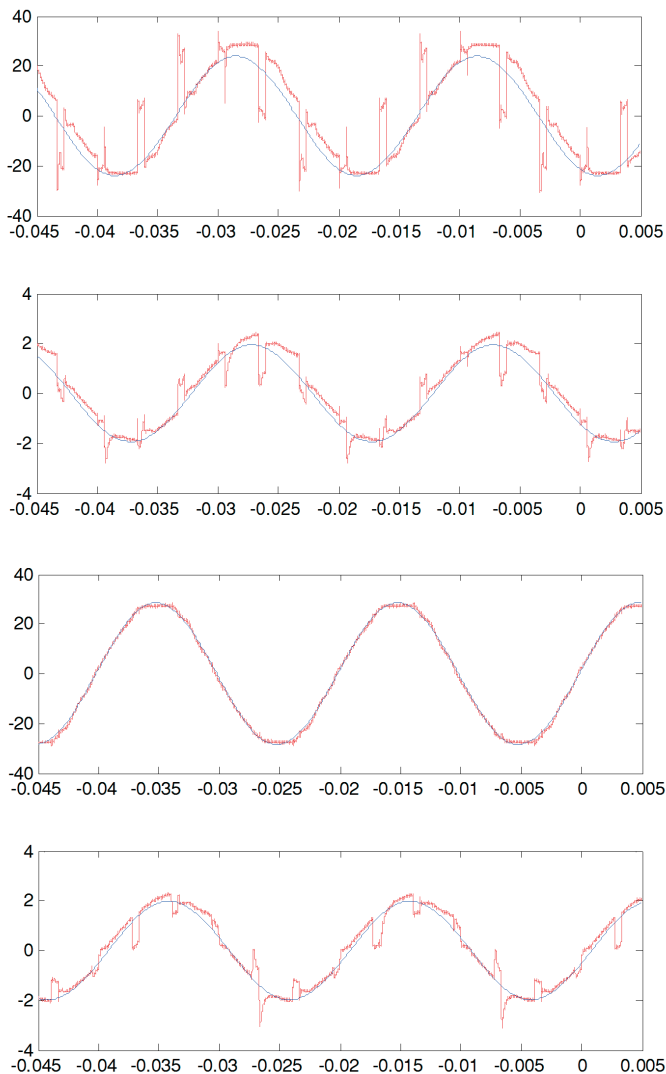
Istotne jest również, że w tym przypadku przełączane są tylko dwa klucze na każdą fazę. W przypadku PM o równej ilości „wejść” i „wyjść” ($N \times N$) przełączenia zachodzą synchronicznie (zmiany stanów kluczy zachodzą w tej samej chwili), a liczba przełączeń



Rys. 4. Obszar przewodzenia – sterowanie „z dwóch najbliższych” oraz odpowiadający mu przebieg czasowy napięcia wyjściowego PM dla kąтового wprowadzanego przez PM $\alpha = 25$ stopni

	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ_1	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ_1
	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]
wejście	0	20,1	20,1	1,50	1,48	21,8	10	20,1	20,1	1,40	1,4	19,0
wyjście		18,4	18,3	1,50	1,48	23,4		18,7	16,9	1,44	1,37	24,0
wejście	5	20,4	20,1	1,45	1,44	20,4	30	20,2	15,5	1,41	1,40	19,0
wyjście		18,9	17,6	1,48	1,41	23,1		18,7	20,2	1,40	1,37	24,0
wejście							50	20,2	20,2	1,42	1,35	19,4
wyjście								18,9	16,8	1,49	1,38	24,5

Tab. 1. Przekształtnik macierzowy sterowany z „dwóch sąsiednich”. Oznaczenia wyjaśniono w tekście



Rys. 5. Napięcie (górną) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania z „dwóch sąsiednich”. Kolor czerwony – przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne

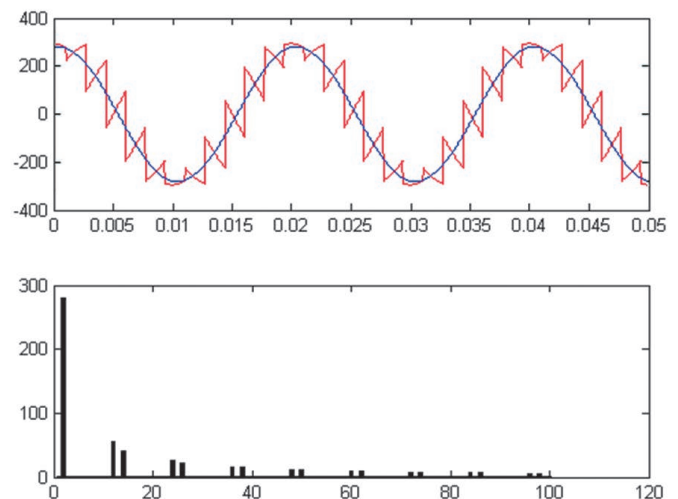
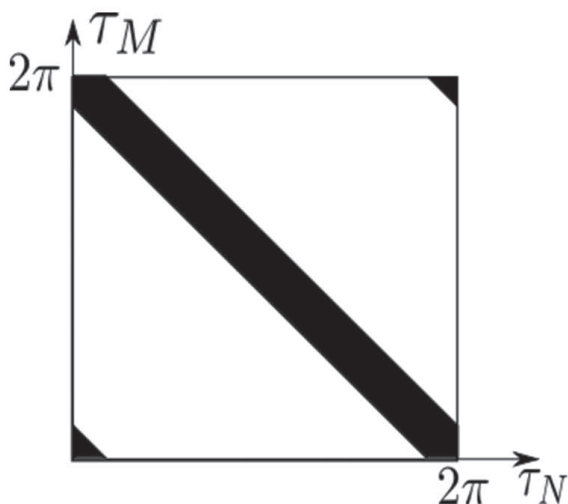
(pracującego) klucza na okres napięcia w przypadku niezmienności częstotliwości wynosi $2N$.

Na rys. 5 pokazano przebiegi napięcia i prądu zmierzone przy zasilaniu PM ze źródła napięcia i obciążeniu reaktancją. Warto zauważyć duże podobieństwo pomiędzy przebiegiem zmierzonym (czerwony) a nałożonym przebiegiem pierwszej harmonicznej (niebieski). Dla rozważanego zastosowania przesuwnika istotne jest również, że przesunięcie fazowe pomiędzy pierwszymi harmonicznymi napięcia i prądu na wejściu i wyjściu są podobne (ten sam znak i zbliżona wartość).

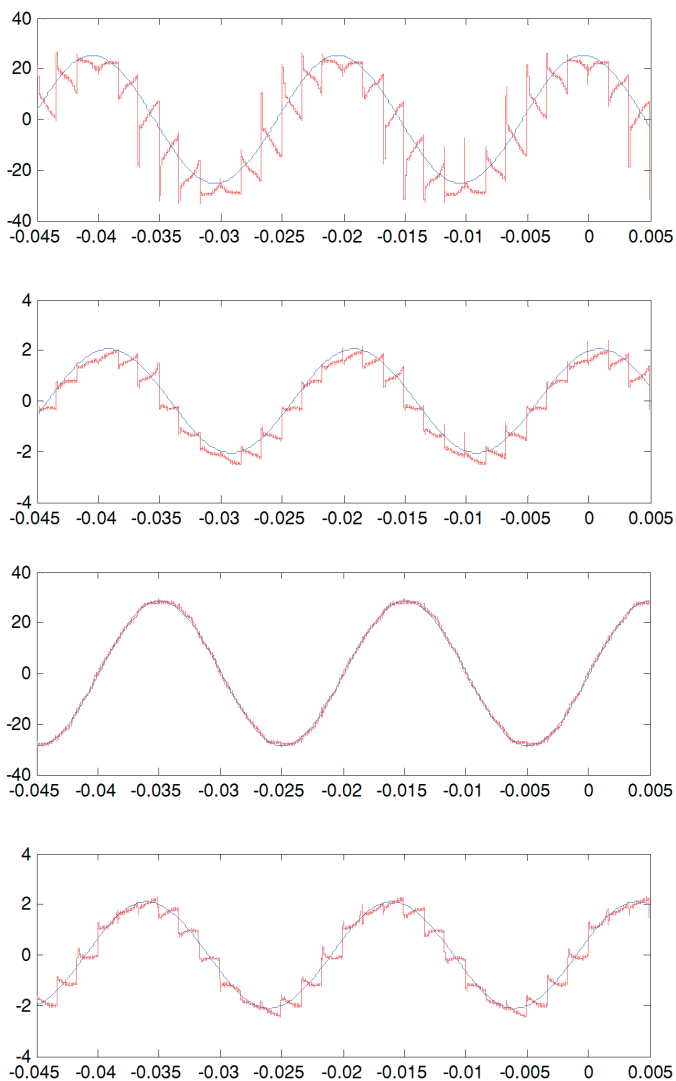
W tab. 1 zebrano dane o pracy przekształtnika; α – przesunięcie wprowadzane przez PM, porównanie wartości skutecznej napięć (U_{RMS}) i prądów (I_{RMS}) po obu stronach przekształtnika z pierwszymi harmonicznymi tych przebiegów ($U_{1\text{ har}}$, $I_{1\text{ har}}$), pozwala oszacować zniekształcenia wynikające z pracy przekształtnika; φ_1 – kąt pomiędzy pierwszymi harmonicznymi napięcia i prądu. Właściwości przesuwnika fazowego przy tym sterowaniu pokazano w artykułach [12–14] – urządzenie to w stanach ustalonych zachowuje się podobnie do przesuwnika fazowego zbudowanego na transformatorze, jego przewagą jest zdolność do większej interwencji (większy możliwy kąt przesunięcia) i duża szybkość działania przy praktycznie niezmiennym przepływie mocy biernej.

Przesuwnik fazowy wykorzystujący sterowanie na „przecinające się”

Obszar przewodzenia dla tego sterowania pokazano na rys. 6. Jest to pas położony wzdłuż przekątnej kwadratu. Szerokość pasa zależy od wymiarów PM, w przypadku ogólnym $\frac{N \times N}{2} - \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \frac{2\pi}{N}$. Przebieg napięcia wyjściowego składa się tylko z fragmentów napięć zasilających przecinających projektowaną sinusoidę napięcia wyjściowego. Transfer napięcia jest niezależny od kąta przesunięcia wprowadzanego przez przekształtnik. Wykorzystane są wszystkie klucze PM, a czas przewodzenia każdego klucza jest taki sam. W przypadku niedokonywanej zmiany częstotliwości różnią się jednak wartości skuteczne prądów poszczególnych



Rys. 6. Obszar przewodzenia – sterowanie na „przecinające się” (jednookresowe) oraz odpowiadający mu przebieg czasowy napięcia wyjściowego PM dla kątego wprowadzanego przez PM $\alpha = 17$ stopni



Rys. 7. Napięcie (górną) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania na „przecinające się”. Kolor czerwony – przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne

kłuczy. Liczba przełączeń każdego kłucza na okres napięcia w przypadku niezmiennia częstotliwości to 4.

Ten obszar przewodzenia pozwala na łatwe zapisanie algorytmu sterowania w postaci zależności pomiędzy częstotliwościami po obu stronach PM (f_N i f_M) i częstotliwością przełączeń kłuczy (f_k): $f_k = f_N + f_M$ i ze względu na tę formułę występuje również pod nazwą sterowanie jednookresowe (ang. *one-periodical control*), więcej o własnościach tego sterowania w pracach [30–32].

Na rys. 7 pokazano przebiegi napięć i prądów po obu stronach PM przy sterowaniu na „przecinające się”. Jak w poprzednim przypadku przebiegi zmierzone i nałożone przebiegi pierwszych harmonicznych leżą bardzo blisko siebie. Zwraca uwagę, że na wyjściu PM przesunięcie pomiędzy pierwszą harmoniczną napięcia i prądu jest indukcyjne (napięcie wyprzedza prąd), a na wejściu pojemnościowe (prąd wyprzedza napięcie). Moduł kąta pomiędzy pierwszą harmoniczną napięcia i prądu po obu stronach PM jest podobny i nie zależy od kąta przesunięcia wprowadzanego przez przekształtnik (tab. 2). Oznaczenia w tab. 2 analogiczne jak w tab. 1.

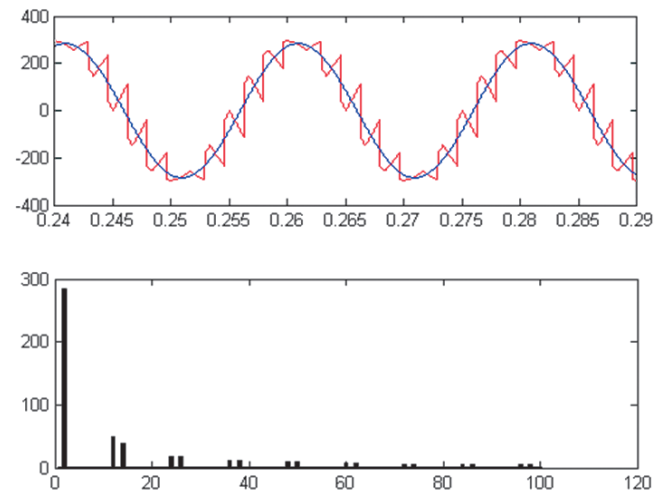
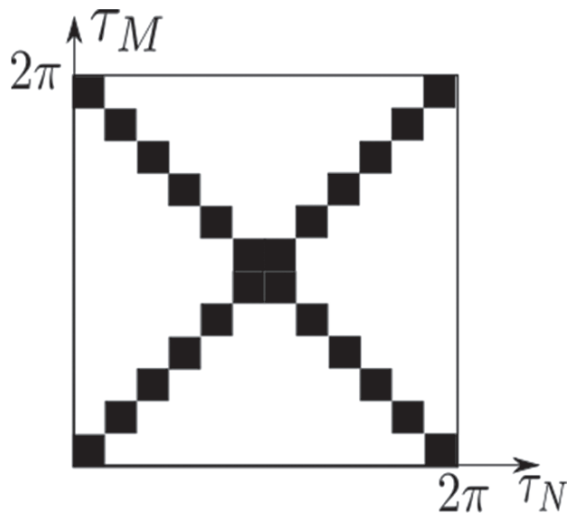
Dotychczas uzyskane wyniki sugerują, że tak sterowany PM posiada zdolność do zmiany znaku mocy biernej. Wykorzystanie algorytmu sterowania na „przecinające się” w przesuwniku fazowym zwiększy możliwości urządzenia; możliwa będzie manipulacja impedancją linii łączącej oba systemy oraz wykorzystanie przekształtnika do zmiany charakteru przesyłanej mocy Q na przeciwny. Badania możliwości takiego zastosowania przekształtnika są obecnie prowadzone na Politechnice Krakowskiej.

Przesuwnik fazowy wykorzystujący sterowanie z „najbliższe”

Obszar przewodzenia dla tego sterowania pokazano na rys. 8. W przypadku PM 6×6 składa się z 24 kwadratów $\pi/6 \times \pi/6$: 12 umieszczonych wzdłuż jednej przekątnej kwadratu i 12 wzdłuż drugiej. Przy uogólnianiu na dowolny PM $2N$ kwadratów $\pi/N \times \pi/N$ umieszczonych wzdłuż obu przekątnych. Przebieg napięcia wyjściowego składa się z dominującej (mającej największy udział) sinusoidy napięcia wejściowego uzupełnionej wstawkami z sinusoid przecinających projektowaną sinusoidę (rys. 8). W przekształtniku najbardziej obciążone są kłucze łączące fazy dominujące – w warunkach statycznych płynie przez nie do 100% prądu fazowego i wykonują $4N-2$ przełączeń, pozostałe kłucze po 2 przełączenia.

	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ
	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]
wejście	0	20,4	20,3	1,51	1,50	-18,4	10	20,3	20,2	1,51	1,49	-19,2
wyjście		19,3	17,9	1,50	1,45	23,6		19,2	17,9	1,50	1,45	23,7
wejście	5	20,2	20,2	1,51	1,49	-18,9	30	20,1	20,1	1,49	1,47	-19,3
wyjście		19,4	18,0	1,50	1,46	23,6		19,3	17,8	1,48	1,44	23,3
wejście							50	20,2	20,2	1,48	1,36	-19,6
wyjście								19,3	17,9	1,40	1,46	23,3

Tab. 2. Przekształtnik macierzowy sterowany na „przecinające się”



Rys. 8. Obszar przewodzenia i przebieg – sterowanie z „najbliższej” oraz odpowiadający mu przebieg czasowy napięcia wyjściowego PM dla kątaowego wprowadzanego przez PM $\alpha = 20$ stopni

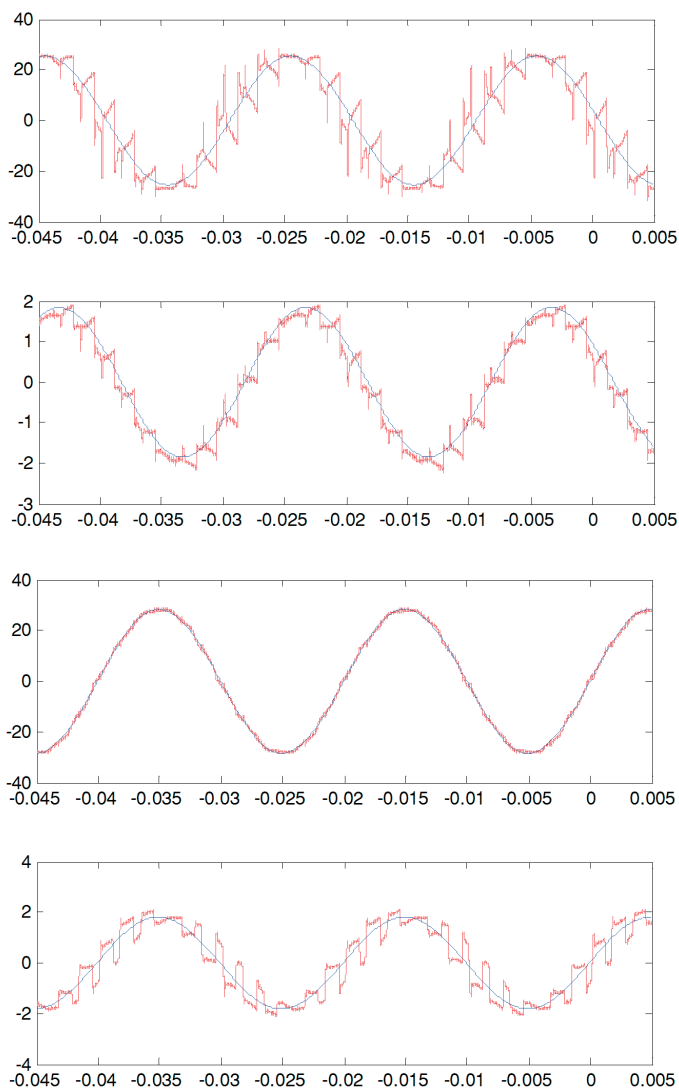
W badanym przypadku PM składał napięcie wyjściowe z fragmentów napięcia wejściowego, obciążenie „filtrowało” sygnał – prąd wyjściowy jest stosunkowo mało zniekształcony. Następnie PM składał prądy wejściowe z fragmentów prądów wyjściowych. Przesunięcie pomiędzy pierwszą harmoniczną prądu i napięcia na wyjściu PM (φ) jest praktycznie stałe – decyduje o tym odbiornik. W przypadku pierwszych harmonicznym prądu i napięcia wejściowego kąt ten jest skorelowany z kątem przesunięcia wprowadzanym przez PM i zmienia się w zakresie od $-\varphi$ do φ . Jeden przypadek skrajny, tj. przesunięcie fazowe na wejściu o kąt $-\varphi$, odpowiada sterowaniu na „przecinające

się”, drugi – przesunięcie fazowe wejścia o kąt φ – odpowiada włączeniu na stałe kluczy pomiędzy poszczególnymi fazami wejścia i wyjścia. Wyniki zebrano w tab. 3.

Uzyskane wyniki sugerują, że prezentowane sterowanie pozwala na manipulację przesyłaną mocą bierną za pomocą przesuwnika fazowego oraz dowolną zmianę przesunięcia fazowego z przedziału $(-\varphi, \varphi)$ na wejściu przekształtnika możliwą do zaaplikowania z dużą dynamiką. Niestety, wykorzystanie tej cechy w przypadku połączeń międzysystemowych może być poważnie utrudnione, ponieważ wraz z mocą bierną równocześnie zmienia się moc czynna linii (transfer obydwój mocy jest uzależniony

	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ	α	U_{RMS}	$U_{1\text{ har}}$	I_{RMS}	$I_{1\text{ har}}$	φ
	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]	[°]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°]
wejście	150	20,2	20,2	1,39	1,35	-16,6	180	20,2	20,2	1,37	1,39	19,7
wyjście		19,1	17,9	1,37	1,35	22,0		18,7	18,7	1,42	1,42	21,7
wejście	155	20,2	20,1	1,35	1,29	-7,6	185	20	20	1,40	1,37	12,7
wyjście		19,1	17,7	1,37	1,33	22,0		18,9	18,6	1,40	1,39	21,7
wejście	160	20,1	20,1	1,35	1,3	-0,4	190	20,1	20,1	1,40	1,34	6,3
wyjście		19,0	18,0	1,33	1,28	21,8		19,0	18,5	1,40	1,40	22
wejście	165	20,1	20,1	1,37	1,30	4,7	195	20,1	20	1,39	1,33	-0,6
wyjście		18,8	18,2	1,39	1,38	21,8		18,9	18,3	1,38	1,37	21,9
wejście	170	20,1	20,1	1,38	1,40	9,4	200	20,2	20,1	1,38	1,34	-7,0
wyjście		18,8	18,4	1,44	1,32	21,9		19,2	18,3	1,38	1,36	21,6
wejście	175	20,2	20,2	1,39	1,35	13,9	205	20,2	20,2	1,37	1,34	-12,1
wyjście		18,8	18,6	1,42	1,41	21,7		19,1	18,0	1,36	1,33	21,6
wejście							210	20,1	20,1	1,35	1,32	-15,9
wyjście								19,1	18,0	1,38	1,35	20,2

Tab. 3. Przekształtnik macierzowy sterowany z „najwyższej”. Oznaczenia analogiczne jak w tab. 1



Rys. 9. Napięcie (górną) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania z „najbliższej”. Kolor czerwony – przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne

od kąta wprowadzanego przez przekształtnik). Badania wykorzystania pokazanych własności w toku.

Wnioski

W artykule pokazano, że przesuwnik fazowy oparty na przekształtniku macierzowym posiada możliwość wpływu na przesył mocy biernej poprzez dwustronnie zasilaną linię elektroenergetyczną. Co więcej, poza wpływem na przesyłaną moc czynną istnieje również możliwość zmiany charakteru przesyłanej mocy biernej, a nawet manipulacji jej wielkością, tylko za pomocą odpowiedniego wysterowania przekształtnika. W tej chwili trwają starania związane z budową modelu przekształtnika, który mógłby być zastosowany do wybudowanego już modelu systemu elektroenergetycznego, co umożliwi badanie układów sterowania rozplywem mocy w systemie. Przebiegi, które pokazano w artykule, są przebiegami zbieranymi bezpośrednio z zacisków laboratoryjnego modelu przesuwnika, pracującego

ze źródła napięciowego na obciążenie indukcyjne. Analiza pracy układów pokazuje, że do rozwiązania pozostaje jeszcze wiele zagadnień, m.in. związanych z synchronizacją pracy przekształtnika oraz jego komutacją.

Należy też wspomnieć, że po badaniach nad wpływem przesuwnika na przepływ mocy biernej zgłoszono wniosek patentowy opisujący proponowane urządzenie do kompensacji mocy biernej, wykorzystujące własności sterowań PM [33].

Reasumując, prezentowany w artykule przesuwnik fazowy dla różnych sterowań PM wykazuje ciekawe własności pozwalające na znacznie większą ingerencję w rozplyw mocy w SEE niż przesuwnik fazowy zbudowany na transformatorze.

BIBLIOGRAFIA

1. Komunikat PSE Operator w sprawie wspólnego stanowiska CEPS, MAVIR, PSE Operator i SEPS na temat definicji obszarów rynkowych [online], <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=1082> (dostęp: 2.02.2015).
2. Kąkol A., Sobczak B., Trębski R., Badanie wpływu wyłączenia i załączania mocno obciążonej linii przesyłowej na pracę elektrowni z turbogeneratorami, *Acta Energetica* 2011, nr 3, s. 23–28.
3. Cvijic S., Ilic M.D., Part II: PAR Flow Control Based on the Framework for Modeling and Tracing of Bilateral Transactions and Corresponding Loop Flows, *Power Systems, IEEE Transactions*, 2014, Vol. 29, No. 6, s. 2715, 2722.
4. Korab R., Możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 2.
5. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem przesuwników fazowych instalowanych w liniach wymiany, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, r. 88, nr 10b, s. 299–302.
6. Cotrus A. i in., Power flow control equipment, *Electrical and Power Engineering (EPE), 2014 International Conference and Exposition*, 16–18 Oct. 2014, s. 284, 288.
7. Zhicheng L. i in., Active control of power flow in distribution network using flexible tie switches, *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference*, 20–22 Oct. 2014, s. 1224, 1229.
8. Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006, raport końcowy, UCTE, 2007.
9. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations, US-Canada Power System Outage Task Force, 2004, accessed in June 2010, [online] Available: <https://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf> (10.11.2013)
10. Final report: System disturbance on 4 November, 2006, Union for the Coordination of Transmission of Electricity, 2007, accessed in June 2010 [online], Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf (15.11.2014).
11. Oziembleski K., Opala K., Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk, *Acta Energetica* 2011, nr 2, s. 33–42.

12. Szczepanik J., Sieńko T., Nowoczesne urządzenia do kontroli rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym, APE 2013.
13. Szczepanik J., Sieńko T., Nowoczesne urządzenia do kontroli rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2013, nr 32, s. 83–86.
14. Szczepanik J., Sieńko T., New Multiphase Matrix Converter Based Device for Power Flow Control, *Acta Energetica* 2013, nr 4, s. 158–165.
15. Verboomen J. i in., Phase shifting transformers: principles and applications, Future Power Systems, 2005 International Conference, 18 Nov. 2005, s. 6.
16. Rimez J. i in., Grid Implementation of a 400 MVA 220/150 kV $-15^{\circ}/+3^{\circ}$ Phase-shifting Transformer for Power Flow Control in the Belgian Network: Specification and Operational Considerations, Paper no A2-202, Proceedings of the 2006 CIGRE Session, Paris, France, August 2006.
17. Namin M.H., Using UPFC in order to Power flow control, Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference, 15–17 Dec. 2006, s. 1486–1491.
18. Murugan A., Thamizmani S., A new approach for voltage control of IPFC and UPFC for power flow management, Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference, 10–12 April 2013, s. 1376, 1381.
19. Sieńko T., Schemat zastępczy przekształtnika macierzowego dla stanów dynamicznych przy sterowaniu jednookresowym, *Czasopismo Techniczne* 1-E/2012, zeszyt 24, rok 109.
20. Sieńko T., Sobczyk T.J., Modelling concept of $N \times M$ matrix converter under periodic control for dynamic states, *Archives of Electrical Engineering* 2014, Vol. 63, Issue 2, s. 305–315.
21. Sobczyk T.J., Control strategy of matrix converters, in Proc. of European Conf. on Power Electronics and Applications (EPE) 1993, Vol. 4, s. 93–97.
22. Sobczyk T.J., The matrix converter – a universal power electronic unit, *Prace Instytutu Elektrotechniki* 2002, s. 5–21.
23. Szczepanik J., Sieńko T., New control scheme and new application area for a multiphase matrix converter, Third IASTED Asian Conference POWER AND ENERGY SYSTEMS, 2–4 April 2007, Phuket, Thailand, s. 85–89.
24. Szczepanik J., Sieńko T., New control algorithm for multiphase matrix converter, Proceedings of 16th International Conference on Systems Science, 4–6 September 2007, Wrocław, Poland, t. III, s. 241–250.
25. Szczepanik J., Sieńko T., A new concept of application of multiphase matrix converter in power system, Proceedings of EUROCON 2007 The International Conference on “Computer as a Tool” Warsaw, Poland, September 9–12.
26. Sieńko T., Szczepanik J., Sobczyk T.J., Voltage Phase Controller for Power Systems, Proceedings of 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, 9–11 October 2007.
27. Szczepanik J., Sieńko T., New Control Strategy for Multiphase Matrix Converter, Systems Engineering ICSENG 2008, 19–21.08.2008, s. 121–126.
28. Szczepanik J., Sieńko T., Control scheme for a multiphase matrix converter EUROCON 2009. This paper appears in: EUROCON 2009, EUROCON '09. Publication Date: 18–23 May 2009, On page(s): 545–551, Location: St.-Petersburg Print, ISBN: 978-1-4244-3860-0, INSPEC Accession Number: 10798882, Digital Object Identifier: 10.1109/EURCON.2009.5167685, Current Version Published: 20 lipca 2009.
29. Sieńko T., Szczepanik J., The study of Implementation of Multiphase Matrix Converter in Power System, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 8, s. 10–15.
30. Sieńko T., Sobczyk T.J., Matrix converter control for applications to multi-phase high-speed microgenerators, *Archives of Electrical Engineering* 2004, Vol. LIII, No. 2, s. 217–228.
31. Sobczyk T.J., Sieńko T., Application of Matrix Converter as a Voltage Phase Controller in Power System S13-17, IEEE SPEEDAM, 23–26.05.2006, Taormina, Italy.
32. Sieńko T., Sobczyk T.J., Sposób sterowania przekształtnikiem macierzowym, Polski Patent: (21) 358928, (22) 27-02-2003, H02M5/00, BUP 06-09-2004 18/2004, WUP 29-01-2010 01/2010.
33. Sieńko T.J., Szczepanik J., Hudym V., Sposób kompensacji mocy biernej, urządzenie do kompensacji mocy biernej, zgłoszenie patentowe nr P.408817 z 11.07.2014.

Tomasz Sieńko

dr inż.

Politechnika Krakowska

e-mail: sienko77@o2.pl

Asystent w Instytucie Elektromechanicznych Przemian Energii (E-2) Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują: przekształtnik macierzowy i jego wykorzystanie, nieliniowe odbiorniki energii elektrycznej – oddziaływanie na budowę i pracę instalacji nn.

Jerzy Szczepanik

dr inż.

Politechnika Krakowska

e-mail: jerzy_szczepanik@hotmail.com

Adiunkt w Instytucie Elektromechanicznych Przemian Energii (E-2) Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują: badania stabilności oraz kontrolę pracy systemu elektroenergetycznego, modelowanie przekształtników na potrzeby energetyki, badanie zaburzeń i stanów pozaburzeniowych w systemach elektroenergetycznych oraz zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej.

Study of the Use of a Matrix Converter for Building a Phase Shifter

Keywords

matrix converter, phase shifter, FACTS, power flow control, power system reliability, multi-phase systems

Abstract

This paper presents an analysis of the application of a multi-phase matrix converter (PM) based device as a phase shifter (PS). The analysis was conducted using simulation techniques and measurements performed on a six-phase converter model built in a laboratory. Three basic control schemes and their relation to PM properties are presented. In addition to the phase shifter's ability to change active power transfer, the device's impact on reactive power transmission was also shown in the paper. Newly assessed PM properties permit the construction of a PS with higher power system control capacity than with currently available devices. Capabilities of various variants of PM control and fast rate of response of the PS based on it, will undoubtedly be useful in the control of dynamic states of the power system operation (post-disturbance states), e.g. for rapid elimination of generator oscillations or power flow adjustment.

This study is an extension of the phase shifter concept presented in previous years, and the continuation assumes the construction of a shifter model for use in an already developed at Cracow University of Technology power system model.

Wpływ otoczenia sieciowego na pracę łącza HVDC. Studium przypadku

Autorzy

Maksymilian Przygodzki
Piotr Rzepka
Mateusz Szablicki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

łącze HVDC, stacja przekształtnikowa, technologia LCC, przewrót komutacyjny

Streszczenie

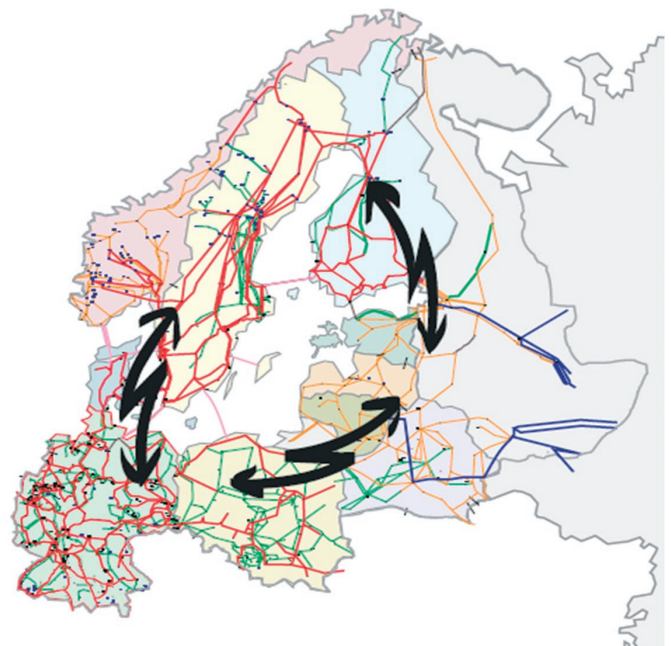
Połączenie HVDC umożliwia wymianę mocy i energii pomiędzy systemami elektroenergetycznymi, które pracują niesynchronicznie. Duże możliwości kontroli przepływów mocy czynnej w tego typu układzie pozwalają zarówno na wymianę handlową, jak i korektę bilansu mocy w sytuacjach awaryjnych. W pracy łącza HVDC SwePol Link rejestruje się zakłócenia związane z wyzwalaną sieciowo komutacją tyrystorów (w charakterze tzw. przewrotów komutacyjnych), powstające w trakcie importu mocy (praca falownikowa) do Polski. Przewrót komutacyjny może prowadzić do wyłączenia łącza HVDC i w efekcie ograniczeń w realizacji wymiany mocy ze Szwecją. Dodatkowym skutkiem wyłączenia łącza mogą być defekty techniczne (przykładowo: uszkodzenia izolacji kabla powrotnego). Uszkodzenia te są przyczyną długich przerw w pracy łącza, a ich usunięcie wymaga niejednokrotnie znacznych nakładów finansowych.

W artykule przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy przyczynowo-skutkowej funkcjonowania sieci zamkniętej w północnym rejonie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w aspekcie zakłóceń pracy łącza HVDC SwePol Link. Przeanalizowano zdarzenia związane z występowaniem przewrotów komutacyjnych i przeprowadzono ocenę wpływu warunków pracy otoczenia sieciowego łącza HVDC na występowanie tego zjawiska. W dotychczasowej pracy łącza zjawisko to wystąpiło ponad 200 razy, w tym część zakłóceń zakończyła się wyłączeniem układu, a w kilku przypadkach zdarzeniem towarzyszącym było uszkodzenie elementów składowych łącza.

Wstęp

W krajowej i światowej elektroenergetyce zwykle wykorzystuje się zmiennoprądową postać energii elektrycznej. Niemniej, w niektórych przypadkach uzasadnione ekonomicznie staje się skorzystanie z układów stałoprądowych. Stosowanie tych układów jest szczególnie uzasadnione przy przesyłaniu energii elektrycznej na znaczne odległości i/lub w połączeniach podmorskich. Wśród elektroenergetycznych układów przesyłowych prądu stałego (ang. *High Voltage Direct Current* – HVDC) powszechnie znanym i wykorzystywanym rozwiązaniem jest technologia Line Commutated Converters (LCC). Takie rozwiązanie zastosowano m.in. w łączu HVDC SwePol Link.

Łącze HVDC SwePol Link to układ podmorskiego połączenia systemów elektroenergetycznych polskiego i szwedzkiego. Łącze oddano do użytku w 2000 roku. Stanowi wieloelementowy zbiór układów stało- i zmiennoprądowych. Obejmuje linię kablową (w tym odcinek podmorski) oraz stację przekształtnikową w Słupsku (po stronie polskiej) i stację przekształtnikową w Stårnö (po stronie szwedzkiej).



Rys. 1. Koncepcja Pierścienia Bałtyckiego [1]

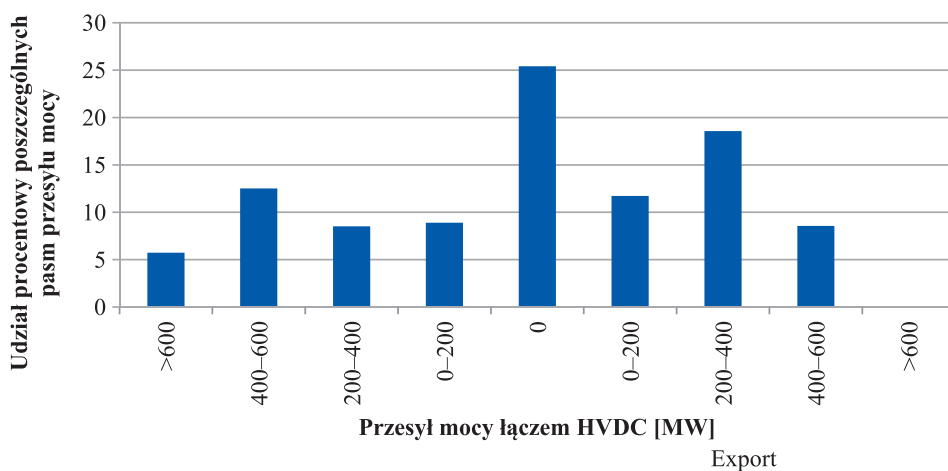
Łącze HVDC SwePol Link jest częścią tzw. Pierścienia Bałtyckiego (rys. 1), którego celem jest integracja systemów energetycznych krajów nadbałtyckich oraz poszerzenie współpracy zarówno na płaszczyźnie handlu energią elektryczną, jak i technicznej pomiędzy tymi krajami.

Zastosowane rozwiązania techniczne umożliwiają pracę stacji przekształtnikowych łącza HVDC SwePol Link w dwóch trybach. Tryby te różnią się kierunkiem przekształcania postaci energii elektrycznej. Praca stacji w trybie prostownikowym polega na transformacji prądu zmiennego na prąd stały, natomiast praca stacji w trybie falownikowym polega na transformacji prądu stałego na prąd zmienny. Pozwala to na przesył energii elektrycznej w obie strony (tj. z Polski do Szwecji, eksport, oraz ze Szwecji do Polski, import). Znamionowy poziom przesyłanej mocy wynosi 600 MW. Na rys. 2 przedstawiono rozkład poziomów przesyłu mocy średniej godzinowej. Wyróżniono kierunek importowy oraz eksportowy. Uzyskane wyniki odniesiono do łącznej liczby godzin pracy łącza HVDC w rozpatrywanym okresie eksploatacji łącza (uwzględniono również brak przesyłu mocy).

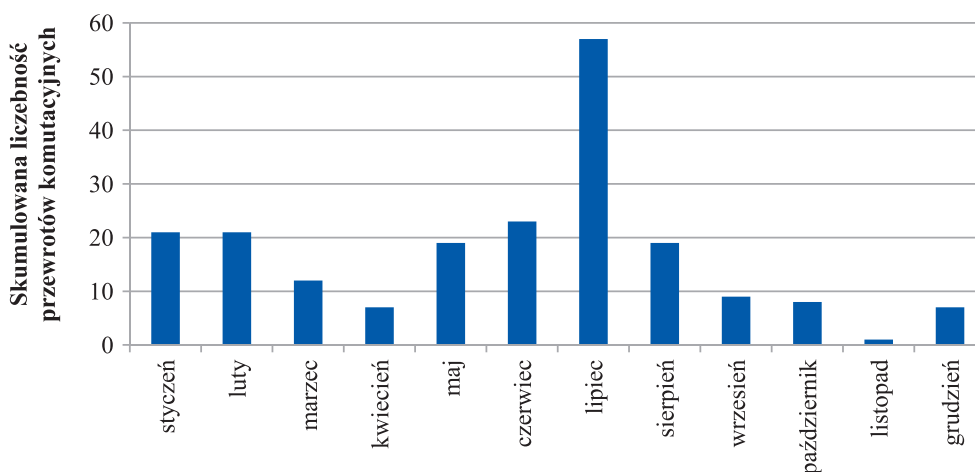
Zjawisko przewrotu komutacyjnego w pracy łącza HVDC SwePol Link

Łącze HVDC SwePol Link wykorzystuje technologię tyrystorów komutowanych sieciowo. Prawidłowa praca łącza jest warunkowana m.in. przebiegiem procesu komutacji, tj. przejmowania przewodzenia prądu przez poszczególne tyrystory. Jednym z najbardziej istotnych zakłóceń w pracy łącza jest tzw. przewrót komutacyjny. W tej sytuacji następuje załączenie kolejnego tyrystora (wg sekwencji sterowania tyrystorami), mimo iż nie zakończyła się jeszcze komutacja i odzyskanie własności zaporowych przez tyrystor kończący przewodzenie. W krytycznym przypadku prowadzi to do zadziałania zabezpieczeń i wyłączenia łącza. Bezpośrednią przyczyną przewrotu komutacyjnego (przy wyeliminowaniu kwestii błędnego sterowania) jest odkształcenie przebiegu napięcia zmiennego na wyjściu strony falownikowej łącza, co skutkuje ograniczeniem obszaru napięciowo-czasowego procesu komutacji.

Na przestrzeni ponad 13 lat eksploatacji łącza HVDC SwePol Link zanotowano 204 zakłócenia w pracy łącza, którym towarzyszyły przewroty komutacyjne. W ujęciu rocznym (zdarzenia skumulowane dla poszczególnych lat) liczba zarejestrowanych



Rys. 2. Poziom przesyłu mocy łączem HVDC SwePol Link w okresie 2003–2013



Rys. 3. Statystyka przewrotów komutacyjnych w ujęciu miesięcznym

przewrotów komutacyjnych waha się pomiędzy 41 (2001), 31 (2010) a 2 (2006, 2013) i 0 (2003). Największa liczba przewrotów komutacyjnych wystąpiła w pierwszym pełnym roku eksploatacji łącza HVDC SwePol Link. Przypuszczalnie było to związane z procesem dostrajania parametrów pracy łącza i dostosowywaniem algorytmów sterowania do rzeczywistych warunków sieciowych. W kolejnych latach liczba przewrotów komutacyjnych się zmniejszała.

Na rys. 3 przedstawiono liczbę zidentyfikowanych przewrotów komutacyjnych w okresie od początku funkcjonowania łącza do końca 2013 roku, w ujęciu miesięcznym.

W sezonie wiosenno-letnim dużą liczbę przewrotów komutacyjnych w pracy łącza HVDC SwePol Link notuje się w szczególności w okresie maj – sierpień. Efekt ten można bezpośrednio powiązać ze zwiększoną częstością występowania burz. Towarzyszące im wyładowania atmosferyczne mogą być przyczyną zakłóceń zwarciovych prowadzących do problemów w pracy łącza. Największą liczbę przewrotów komutacyjnych rejestruje się w lipcu. Poza wzmiankowaną zwiększoną częstością burz można to również powiązać z występującym w tym okresie największym udziałem godzin, w których łączem HVDC SwePol Link importowano energię elektryczną do Polski (62%).

W sezonie jesienno-zimowym zwiększoną liczebność przewrotów komutacyjnych w pracy łącza notuje się w styczniu i lutym. Prawdopodobnie jest to podyktowane wzrostem częstości występowania niekorzystnych warunków atmosferycznych, np. opadami śniegu, szadzią i zwiększoną wietrznością. Może to prowadzić do powstania zakłóceń w warunkach pracy otoczenia sieciowego łącza i w następstwie do problemów w pracy łącza.

Podkreśla się, że przewroty komutacyjne występują wyłącznie przy imporcie energii elektrycznej do KSE. Stąd poprawne wnioskowanie wymaga zestawienia liczby przewrotów komutacyjnych w danym roku z procentowym udziałem czasu importu energii elektrycznej do KSE w danym roku. Na rys. 4 przedstawiono wskaźniki przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych przypadających na 100 godzin importu. Na tym tle linią przerywaną zobrazowano średnią liczbę przewrotów komutacyjnych

w tym okresie. Wskaźnik przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych w obserwowanym 11-letnim okresie wynosi 0,39 przewrotów/100 h. Oznacza to, że jeden przewrót komutacyjny przypada na 256 godzin importu (co odpowiada 10,7 dniom importowym).

Studium przypadku

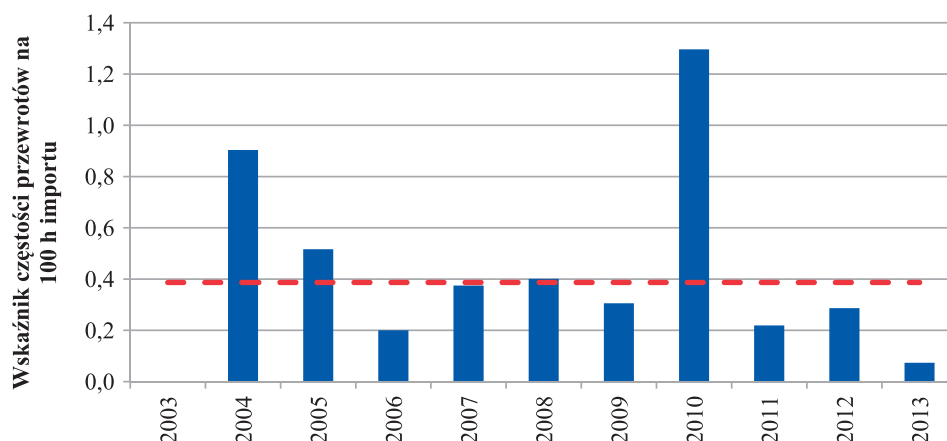
Analiza retrospektywna warunków występowania zakłóceń w północnym rejonie KSE, prowadzących do powstania problemów w pracy łącza HVDC SwePol Link, wymagała wyselekcjonowania w materiałach historycznych [3] zbioru zdarzeń związanych z przewrotami komutacyjnymi zaistniałymi na tym łączu. Stało się to niezbędne do przeprowadzenia rozważań i analiz ukazujących mechanizmy przyczyn i rozwoju ciągu sytuacji sieciowych implikujących wystąpienie przewrotów komutacyjnych.

Do wyselekcjonowania zdarzeń sieciowych w celu analizy retrospektywnej wykorzystano następujące kryteria:

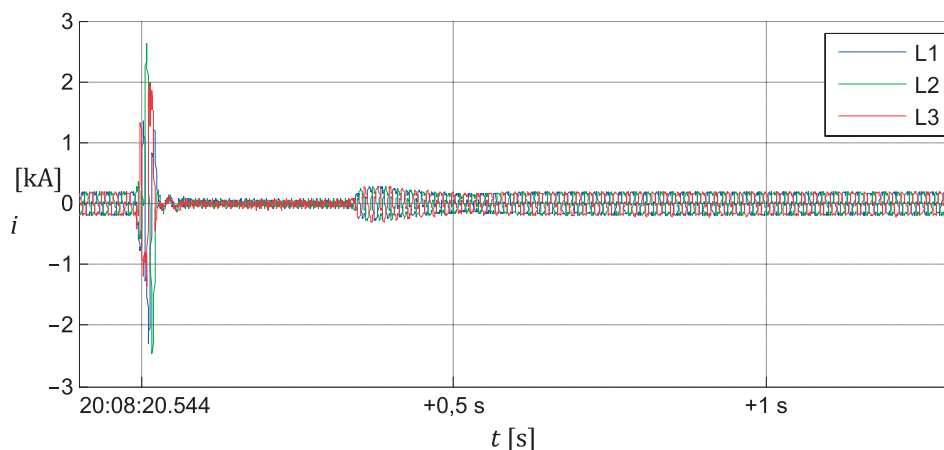
- zdarzenie sieciowe powinno występować podczas importu mocy do KSE (praca stacji przekształtnikowej po stronie polskiej w trybie falownikowym)
- przewrót komutacyjny powinien występować po stronie polskiej łącza HVDC
- przewrót komutacyjny powinien być następstwem zakłóceń zaistniałych w otoczeniu sieciowym łącza (dotyczy sieci zmiennoprądowej NN oraz WN)
- przewrót komutacyjny nie powinien być następstwem zakłóceń funkcjonalnych elementów wewnętrznej struktury łącza (awarie łączników, awarie układów sterowania itp.) oraz działań automatyki łącza.

Wybrany zbiór zdarzeń to przypadki problemów komutacyjnych w pracy łącza wywołane bliskimi i odległymi zakłóceniami zwarciovymi oraz operacjami łączeniowymi, przy różnych poziomach mocy przesyłanej łączem w przedzakłóceńowym stanie pracy łącza.

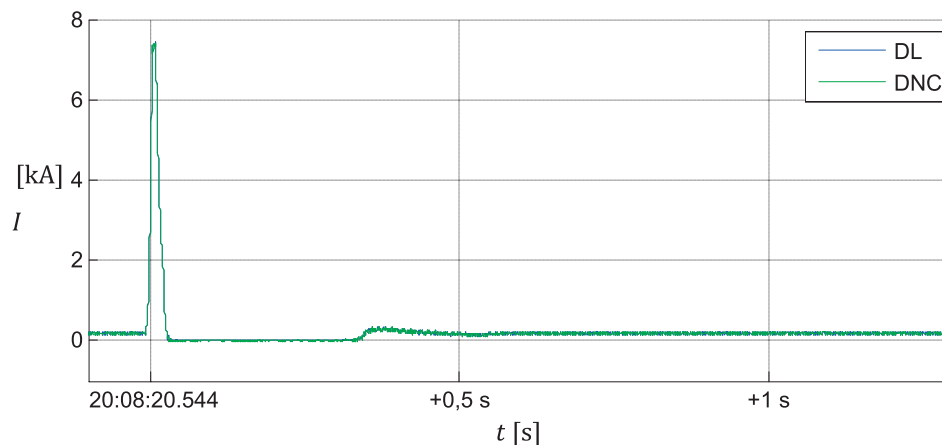
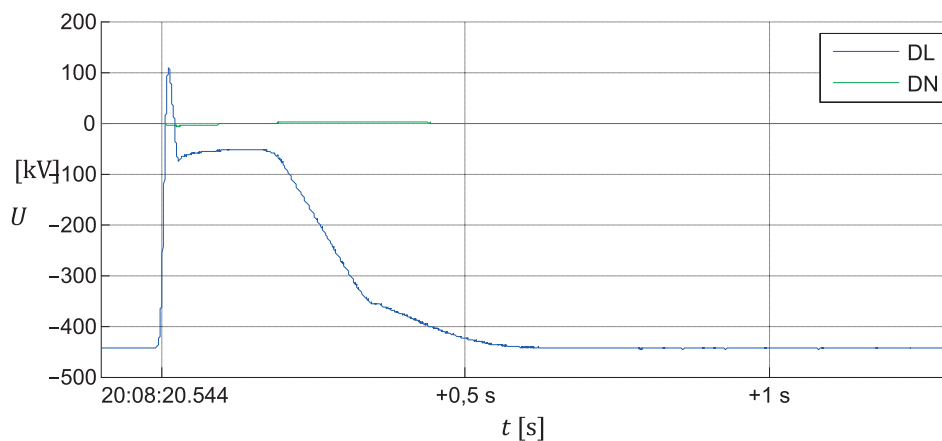
Jednym z analizowanych przypadków było zdarzenie z czerwca 2012 roku. Łącze HVDC SwePol Link pracowało w trybie importu z mocą obciążenia na poziomie 500 MW. Przyczyną zaistniałych problemów komutacyjnych było odległe zakłócenie zwarciove



Rys. 4. Ocena wskaźnikowa przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych przypadających na 100 h importu w okresie 2003–2013



Rys. 5. Przebiegi czasowe wartości chwilowych prądów 3-fazowych zarejestrowane w stacji Słupsk w polu łącza HVDC podczas zdarzenia w czerwcu 2012 roku

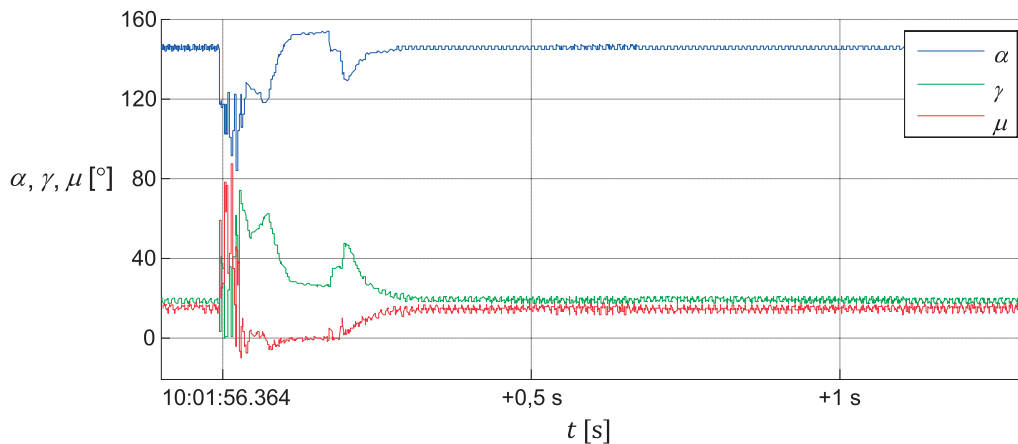


Rys. 6. Przebiegi czasowe napięcia (U_{DL}) i prądu (I_{DL}) kabla głównego, napięcia (U_{DN}) i prądu (I_{DNC}) kabla powrotnego zarejestrowane w części stałoprądowej łącza podczas zdarzenia w czerwcu 2012 roku

zlokalizowane na linii WN. Towarzyszył temu cykl SPZ WZ (wyłącz-załącz linię). Wybrane przebiegi czasowe wielkości elektrycznych zarejestrowane podczas rozpatrywanego zdarzenia sieciowego przedstawiono na rys. 5–6.

Na rys. 7 zamieszczono wybrane przebiegi czasowe wielkości elektrycznych zarejestrowane podczas zdarzenia sieciowego

w lutym 2013 roku. W następstwie bliskiej operacji łączeniowej (załączenie baterii kondensatorów) wystąpiły problemy w pracy łącza HVDC SwePol Link. Zaistniałe przewroty komutacyjne doprowadziły do zablokowania łącza na ok. 200 ms i przerwy w przesyłce mocy. W stanie przedzakłóceniovym łącze pracowało w trybie importu z mocą obciążenia na poziomie 600 MW.



Rys. 7. Przebiegi czasowe kąta zapłonu tyristorów (α), kąta zapasu (γ) i kąta komutacji (μ) zarejestrowane w części stałoprądowej łącza podczas zdarzenia w lutym 2013 roku

Analiza przyczynowo-skutkowa

Wyselekcjonowany zbiór zdarzeń sieciowych prowadzących do zakłóceń w pracy łącza HVDC SwePol Link poddano szczegółowej analizie. W wyniku przeprowadzonych rozpatrywań można wskazać następujące wnioski dotyczące:

- kierunku przesyłu energii elektrycznej łączem
Zarejestrowane przewroty komutacyjne występowały podczas importu energii elektrycznej do KSE. Wówczas układ przekształtnikowy łącza zlokalizowany po polskiej stronie wykazuje dużą wrażliwość na zakłócenia zaistniałe w KSE. Jest to determinowane wysoką wartością kąta zapłonu tyristorów pracujących w trybie falownikowym, co oznacza zmniejszenie bezpiecznego marginesu poprawnej komutacji w postaci tzw. kąta zapasu.
- częstości występowania zjawiska przewrotów komutacyjnych w pracy łącza
Należy podkreślić, że częstość występowania problemów komutacyjnych w pracy łącza HVDC SwePol Link była różna w poszczególnych latach eksploatacji łącza. Poprawna ocena wymaga zestawienia liczby zdarzeń zaistniałych w poszczególnych latach z czasem pracy łącza HVDC w trybie importu energii elektrycznej. Uzyskany w ten sposób wskaźnik przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych w obserwowanym okresie wskazuje, że jeden przewrót komutacyjny przypada na 256 h pracy łącza w trybie importu energii elektrycznej.
- typu zakłóceń w otoczeniu sieciowym łącza powodujących przewroty komutacyjne
Łącze HVDC SwePol Link bazuje na technologii LCC. Proces komutacji tyristorów łącza zachodzi m.in. pod wpływem napięcia zmiennego na wyjściu strony falownikowej łącza. Tym samym zdarzenia sieciowe, które skutkują odkształceniem przebiegu czasowego tego napięcia, mogą prowadzić do zakłóceń w pracy łącza. Przeprowadzona analiza retrospektywna wskazuje, że przewroty komutacyjne powodowały przede wszystkim zakłócenia zwarciowe zarówno przemijające, jak i trwałe, które występowały w obszarze sieci NN i w obszarze sieci WN. Podkreśla się, że podczas zakłóceń

zwarciowych zaistniałych na liniach elektroenergetycznych następuje zadziałanie automatyki samoczynnego ponownego załączenia linii (SPZ). Szczególnie niekorzystny dla warunków pracy łącza HVDC jest SPZ 1f (stosowany w liniach NN). Realizacji SPZ 1f towarzyszy duża niesymetria napięciowa, której następstwem mogą być przewroty komutacyjne w łączu HVDC.

- odległości zakłóceń od łącza
Obszar sieci, w którym wystąpienie zakłóceń może potencjalnie skutkować problemami komutacyjnymi w pracy łącza HVDC SwePol Link, jest stosunkowo rozległy. Zakłócenia prowadzące prawdopodobnie do zarejestrowanych przewrotów komutacyjnych były zlokalizowane w obszarze obejmującym obiekty elektroenergetyczne, przyłączone do stacji Słupsk, jak i kolejnych stacji elektroenergetycznych (zlokalizowanych nawet w stosunkowo dużej odległości od stacji Słupsk).
- stopnia obciążenia łącza
Zdecydowana większość rozpatrywanych zdarzeń sieciowych związanych z przewrotami komutacyjnymi występowała przy dużej wartości mocy przesyłanej łączem HVDC SwePol Link, bliskiej wartości znamionowej przesyłu. Wysoki poziom obciążenia łącza oznacza dużą wartość kąta komutacji, co przy dużej wartości kąta zapłonu skutkuje zmniejszeniem bezpiecznego marginesu poprawnej komutacji w postaci tzw. kąta zapasu. Oznacza to, że duża moc przesyłana łączem wymaga odpowiedniego zabezpieczenia warunków prawidłowej komutacji.
- pory roku/sezonu
W analizowanym okresie eksploatacji łącza HVDC SwePol Link największą liczbę zdarzeń związanych z przewrotami komutacyjnymi zarejestrowano w sezonie wiosenno-letnim, w szczególności w okresie od maja do sierpnia. Efekt ten można powiązać z intensyfikacją burz. Zwiększa to ryzyko występowania zakłóceń zwarciowych. Ich następstwem mogą być odkształcenia przebiegu czasowego napięcia zmiennego na wyjściu strony falownikowej łącza, warunkującego przebieg procesu komutacyjnego w łączu. Może to prowadzić

do zakłóceń w pracy łącza. W sezonie jesienno-zimowym zwiększoną liczbę przewrotów komutacyjnych notuje się w styczniu i lutym. Prawdopodobnie jest to podyktowane wzrostem częstości występowania niekorzystnych warunków atmosferycznych, np. opadami śniegu, szadzią i zwiększoną wietrznością.

- przemijalności zakłóceń występujących w otoczeniu sieciowym łącza

Przyczyną rozpatrywanych zdarzeń sieciowych prowadzących do problemów komutacyjnych w pracy łącza były zarówno zakłócenia trwałe, jak i przemijające. Poprawność procesu komutacji jest powiązana z kształtem przebiegu czasowego napięcia sieci. Nie jest to zatem funkcja czasu, ponieważ samo zjawisko dotyczy pojedynczych okresów (jest rzędu kilkudziesięciu milisekund).

- mocy zwarciowej w stacji falownikowej łącza

Wyłączenia obiektów elektroenergetycznych (np. linii), na skutek zakłóceń zwarciowych lub działań remontowych, zmniejszają sztywność parametrów napięciowych sieci i tym samym przyczyniają się do zwiększania prawdopodobieństwa wystąpienia przewrotów komutacyjnych w łączu HVDC SwePol Link, towarzyszących zdarzeniom sieciowym. Dodatkowo brak stabilnie pracujących źródeł wytwórczych w pobliżu stacji Słupsk oznacza mniejszą sztywność sieci i większą propagację zakłóceń. Przewiduje się, że planowany rozwój sieci w otoczeniu łącza zwiększy „gęstość” sieci, co może zwiększyć poziom mocy zwarciowej i odporność sieci na przenoszenie zakłóceń.

- warunków napięciowych w otoczeniu sieciowym łącza

Parametry napięcia w stacji Słupsk są jedną z determinant poprawności przebiegu procesu komutacyjnego łącza HVDC SwePol Link. Dla rozpatrywanych zdarzeń sieciowych, którym towarzyszyły problemy komutacyjne w pracy łącza, zaobserwowano obniżenie (zapad) wartości napięcia w stacji Słupsk. Minimalny zarejestrowany poziom obniżenia wartości skutecznej napięcia podczas przewrotów komutacyjnych wynosił niecałe 75% (w odniesieniu do wartości napięcia w stanie przedzakłóceniovym). Należy przy tym zauważyć, że przebieg czasowy wartości skutecznej napięcia nie odzwierciedla krótkotrwałych gwałtownych zmian napięcia, a tym samym nie pozwala na ocenę dynamiki zmienności wartości napięcia, towarzyszącej zakłóceniom w sieci skutkującym problemami komutacyjnymi w pracy łącza. Poprawność procesu komutacyjnego łącza jest również zależna od poziomu odkształceń napięcia.

Podsumowanie

Technologia LCC, wykorzystana w łączu HVDC SwePol Link, silnie wiąże poprawność pracy łącza z parametrami pracy otoczenia sieciowego. Zakłócenia zaistniałe w otoczeniu sieciowym łącza

mogą spowodować, że wymagany dla właściwej pracy tyristorów łącza obszar napięciowo-czasowy będzie niewystarczający dla prawidłowego przebiegu procesu komutacji. Wówczas w następstwie problemów komutacyjnych może dojść do tzw. przewrotu komutacyjnego. Zaznacza się, że wystąpienie wielokrotnych przewrotów komutacyjnych znacznie bardziej negatywnie oddziałuje na stabilność pracy całego układu sieciowego niż wystąpienie pojedynczego przewrotu komutacyjnego. Ponadto wielokrotne przewroty komutacyjne mają negatywny wpływ na trwałość pracy poszczególnych elementów łącza i w praktyce utrzymanie takiego stanu jest niedopuszczalne. W konsekwencji wystąpienie wielokrotnych przewrotów komutacyjnych wymusza wyłączenie łącza. Wynikiem wyłączenia łącza jest przerwa w przesyłaniu energii elektrycznej.

Warunki pracy łącza HVDC SwePol Link są determinowane m.in. poziomem mocy zwarciowej, wartością, kątem fazowym i kształtem przebiegu czasowego napięcia w stacji falownikowej, poziomem przesyłanej mocy oraz wysterowaniem części prostownikowej i falownikowej łącza. Przeprowadzone analizy dowodzą, że warunki sprzyjające zaistnieniu przewrotów komutacyjnych występują podczas importu energii elektrycznej do KSE. Warto również zauważyć, że większość dotychczasowych przypadków wystąpienia przewrotów komutacyjnych była poprzedzona losowymi zdarzeniami sieciowymi (bliskie i odległe zakłócenia zwarciowe oraz operacje łączeniowe). W szczególności do niestabilnych warunków pracy łącza mogą prowadzić zakłócenia zwarciowe, zaistniałe na liniach elektroenergetycznych stanowiących silne „podparcie mocowe” stacji Słupsk. Szczególnym parametrem decydującym o dużej czułości pracy łącza na warunki pracy otoczenia sieciowego jest napięcie.

Warto zwrócić uwagę, że źródła wiatrowe, planowane do przyłączenia w bliskim sąsiedztwie łącza HVDC SwePol Link, mogą wpływać na prawidłowość pracy łącza. Dotyczy to stanów pracy źródeł wiatrowych, które w znaczącym stopniu prowadzą do chwilowego pogorszenia parametrów jakościowych napięcia, np.: operacje łączeniowe elementów składowych źródła, zakłócenia występujące w sieci wewnętrznej źródła itp. W skrajnym przypadku może to skutkować problemami komutacyjnymi w pracy łącza.

Miejsce przyłączenia łącza HVDC SwePol Link do struktur KSE nie gwarantuje stabilnych parametrów sieciowych podczas zakłóceń, nawet odległych, występujących w otoczeniu sieciowym łącza. W związku z tym zasadne wydaje się przeprowadzenie badań ukierunkowanych m.in. na wskazanie inwestycji sieciowych (w tym optymalnego rozwoju sieci), które zwiększą „sztywność” sieci (przede wszystkim parametrów napięciowych) i tym samym przyczynią się do zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia przewrotów komutacyjnych w łączu, towarzyszących zakłóceniom zaistniałym w otoczeniu sieciowym łącza.

BIBLIOGRAFIA

1. Majchrzak H., Integracja europejskiego rynku energii elektrycznej: jak pokonać braki w infrastrukturze?, VI Forum Energetyczne, Sopot, 28–30 listopada 2011.
 2. Ivarsson J., Improvement of Commutation Failure Prediction in HVDC Classic Links, praca licencjacka, Electric Power Technology Department of Engineering Science, University West, 2011.
 3. Ocena stanu technicznego za lata 2000–2012 stacji przekształtnikowej SŁUPSK DC oraz części kabla morskiego, będącej w przyszłości własnością PSE Operator SA, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A., Bydgoszcz, 2012.
-

Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.

Piotr Rzepka

dr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: piotr.rzepka@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi m.in. z modelowaniem stanów zakłóceń w SEE, działaniem automatyki elektroenergetycznej (w tym automatyki systemowej i zabezpieczeniowej) oraz określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie automatyki elektroenergetycznej.

Mateusz Szablicki

dr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o. | Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.szablicki@pse.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi, sieciami typu smart) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).

Influence of Neighbouring Grid on Operation of a HVDC Link. A Case Study

Keywords

HVDC link, converter substation, LCC technology, commutation failure

Abstract

An HVDC link enables power and energy exchange between unsynchronised power grids. Large possibilities of controlling active power flows through such systems enable commercial transfers, as well as emergency power balancing operations. During operation of a HVDC SwePol Link disturbances related to thyristor commutation triggered by the grid (commutation failures) are observed; these occur during power import (inverting operation) to Poland. A commutation failure may lead to a shut-down of the HVDC link and therefore restrict power exchange with Sweden.

A shut-down may additionally cause some technical defects (e.g. damage of return cable insulation). This damage may lead to long outages of the link, and repairing it may be quite expensive.

The paper presents results of the cause-effect analyses of the closed grid operation in the northern area of the National Power System, in the context of disturbances in operation of the HVDC SwePol Link. Events related to commutation failures have been analysed; the influence of operating conditions in the grid near an HVDC link on such occurrences has been evaluated. So far, during the operation of the link such a phenomenon has occurred more than 200 times, and some of the events led to the system shut-down. In a few cases some link components were damaged in the process.

Automatyka synchronizacji systemów elektroenergetycznych w ujęciu kompleksowym i jakościowym

Autor

Grzegorz Grzegorzycza

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

komputerowy system pomiarowy, regulator, EAZ, synchronizator

Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia dotyczące automatyki wydzielania, prowadzenia pracy oraz synchronizacji z SEE układu wyspy elektroenergetycznej. Zaprezentowano zagadnienia dotyczące kompleksowości rozwiązań technicznych ze szczególnym zwróceniem uwagi na jakość realizowanych operacji.

1. Wprowadzenie

Synchronizacja systemów elektroenergetycznych jest bardzo złożonym i odpowiedzialnym zadaniem technicznym. Analizując rozwiązania układów synchronizacji systemów elektroenergetycznych, szczególną uwagę należy zwrócić na następujące bardzo ważne obszary zagadnień:

- kompleksowości rozwiązań technicznych
- jakości realizowanych operacji łączeniowych
- efektywności działań.

Można postawić tezę, że:

1. Układy synchronizacji zazwyczaj nie są tworzone kompleksowo
2. Wiele awarii systemów elektroenergetycznych było skutkiem błędów popełnianych podczas wykonywania operacji łączeniowych
3. Synchronizacje układów elektroenergetycznych realizowane w sposób niedokładny mogą prowadzić do kumulującego się obniżenia trwałości układów pierwotnych
4. Dużo operacji łączeniowych jest realizowanych w sposób nieefektywny czasowo
5. Nie dla każdej wykonywanej operacji łączeniowej jest prawidłowo realizowana predykcja skutków działań dla systemów elektroenergetycznych.

2. Kompleksowe układy synchronizacji

Układy synchronizacji są kompleksowe, jeżeli zawierają następujące powiązane ze sobą elementy:

- specjalizowane systemy pomiarowe do wyznaczania i rejestracji parametrów elektrycznych nadzorowanych układów elektroenergetycznych oraz parametrów kryterialnych operacji łączeniowych
- systemy wizualizacji pracy nadzorowanych układów elektroenergetycznych oraz realizowanych operacji łączeniowych
- prawidłowo dobrane układy automatyki regulacyjnej
- prawidłowo dobrane układy automatyki łączeniowej.

3. Specjalizowane systemy pomiarowe

Biorąc pod uwagę szeroko rozumianą problematykę procesów wspomaganie pracy układów wyspowych i synchronizacji, należy przeanalizować możliwość wykorzystania nowych technologii pomiarowych i informatycznych do wspomaganie operacji łączeniowych układów elektroenergetycznych.

System pomiarowy do wspomaganie pracy układów wyspowych i synchronizacji:

- kontroluje pod względem spełnienia warunków synchronizmu napięcia 3-fazowe pól nadzorowanej rozdzielni. Obwody wtórne przekładników napięciowych są podłączone bezpośrednio do układów wejściowych terminali pomiarowych układu
- jest skonsolidowany z terminalami automatyki łączeniowej, EAZ oraz systemami automatyki regulacyjnej zainstalowanymi w nadzorowanym układzie elektroenergetycznym
- realizuje za pomocą specjalizowanych terminali pomiarowych pomiar wartości 3-fazowych napięć, prądów, mocy oraz częstotliwości i przesunięcia kąтового dla wybranych pól nadzorowanego układu. Komplet wielkości jest wyznaczany w wymaganym dla oceny pracy układów wyspowych cyklu pomiarowym 40 ms. Obwody wejściowe terminali są podłączone bezpośrednio do obwodów wtórnych przekładników napięciowych i prądowych
- wizualizuje lokalnie oraz zdalnie parametry łączeniowe oraz zapewnia zdalną transmisję w czasie rzeczywistym wyników pomiarów do centrów dyspozytorskich, np. KDM i ODM lub zakładu przemysłowego
- rejestruje w cyklu pomiarowym 40 ms parametry kryterialne procesu synchronizacji, parametry elektryczne oraz wielkości dwustanowe. Serie pomiarowe sygnowane są bardzo precyzyjnym znacznikiem czasu
- może posiadać funkcjonalność predykcji skutków działań, zapewniającą blokowanie potencjalnie niebezpiecznych operacji łączeniowych.

4. Podstawowe założenia dla specjalizowanego WAMS do wspomagania operacji łączeniowych układów elektroenergetycznych

Należy przyjąć następujące podstawowe założenia:

- operacje wydzielenia układów wyspowych (w tym całego KSE traktowanego jako wyspa), prowadzenia wielogodzinnej pracy wyspowej oraz ponownego łączenia układów elektroenergetycznych są ze sobą związane i jako takie muszą być poddane skoordynowanej analizie oraz świadomemu nadzorowi
- bezwzględnie należy zapewnić, konieczne z punktu widzenia realizacji operacji łączeniowych, parametry metrologiczne terminali pomiarowych systemu
- jakość, sprawność, niezawodność oraz bezpieczeństwo wykonywanych łączeń układów elektroenergetycznych powinny być celami priorytetowymi
- system pomiarowy ma zapewnić skoordynowane działanie, które pozwoli na optymalne i realizowane z pełną kontrolą synchronizmu połączenie z UCTE wydziałonych skutkiem możliwej awarii katastrofalnej obszarów wyspowych, pracujących asynchronicznie oraz układów pracujących synchronicznie.

Wykorzystanie technologii WAMS do wspomagania łączeń powinno zapewnić:

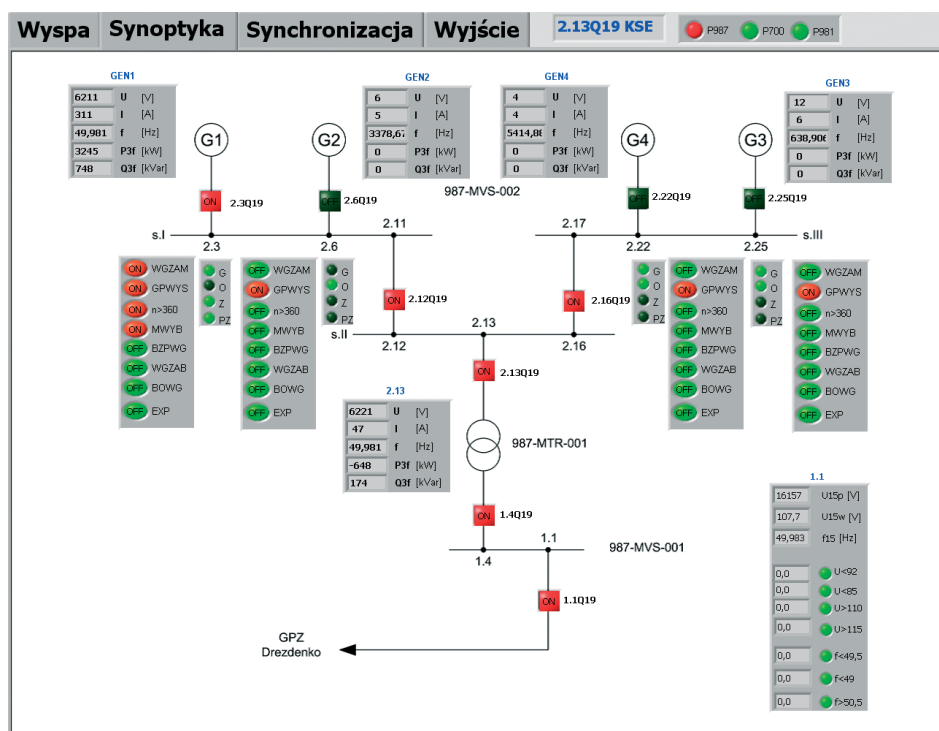
- możliwość wdrożenia zaawansowanego technicznie rozproszonego, deterministycznego systemu pomiarowego zapewniającego permanentny z punktu widzenia wydzielenia oraz synchronizowania nadzór elementów (generatorów, linii elektroenergetycznych) oraz wybranych układów wyspowych

- ciągle monitorowanie w czasie rzeczywistym parametrów układów wyspowych przed wydzieleniem, w trakcie wydzielenia, podczas pracy wyspowej oraz po przywróceniu warunków pracy normalnej
- możliwość kompleksowego udokumentowania parametrów elektrycznych. Wszystkie rejestracje w rozproszonym układzie pomiarowym będą sygnowane wspólnym znacznikiem czasu oraz na bieżąco w czasie rzeczywistym dostępne w systemach informatycznych OSP lub zakładu przemysłowego. Rejestracja pozwoli ocenić jakość i precyzję przeprowadzanych operacji oraz określi i udokumentuje ewentualny ich wpływ na urządzenia pierwotne stacji
- możliwość obserwacji skutków działania automatyk regulacyjnych
- wspomaganie decyzji o starcie dedykowanej automatyki łączeniowej odpowiedzialnej za wykonanie połączenia nadzorowanych układów elektroenergetycznych.

5. System wspomaganie pracy układu wyspowego zakładu przemysłowego

Dedykowany system automatyki i pomiarów zainstalowany w układzie elektroenergetycznym zakładu przemysłowego wyposażonego we własne jednostki prądotwórcze:

- wspomaga pracę służb ruchowych z punktu widzenia możliwej pracy wyspowej układu
- zapewnia bezpieczne oraz optymalne warunki pracy układów zasilania i odbiorów
- realizuje funkcje wielokryterialnej automatyki wydzielenia układu wyspowego



Rys. 1. Synoptyka nadzorowanego układu wyspowego EC zakładu przemysłowego

- prowadzi optymalną pracę wyspową, zapewniając ciągłość produkcji szczególnie dla najbardziej wrażliwych i kosztownych technologii
- dokonuje wizualizacji i wielogodzinnej rejestracji przebiegów czasowych parametrów elektrycznych i kryterialnych wydzielonego układu wyspowego
- dokonuje predykcji potencjalnych skutków realizacji operacji i realizuje blokowanie potencjalnie niebezpiecznych działań
- optymalizuje proces wyznaczania miejsc najkorzystniejszych łączeń
- ocenia precyzję i jakość wykonywanych operacji łączeniowych (pomiar oraz rejestracja uderzeń oraz kołysań prądów i mocy)
- realizuje koordynację pracy automatyki regulacyjnej i EAZ.

Automatyka wydzielenia układu wyspowego

Wydzielenie układu wyspowego może być zrealizowane za pomocą standardowej EAZ, lub wielokryterialnej automatyki systemowej opartej na dedykowanych i zoptymalizowanych algorytmach działania. Wydaje się, że rozwiązania oparte na EAZ nie spełniają wszystkich wymagań stawianych automatyce wydzielenia układów wyspowych i np. z punktu widzenia selektywności pracy mogą działać niewłaściwie. Układ wyspowy może być wydzielony planowo i świadomie przez operatora lub też jego powstanie może być skutkiem błędu ludzkiego wynikającego na przykład z podjęcia niewłaściwych decyzji ruchowych.

Przedstawiony system automatyki i pomiarów posiada wbudowane:

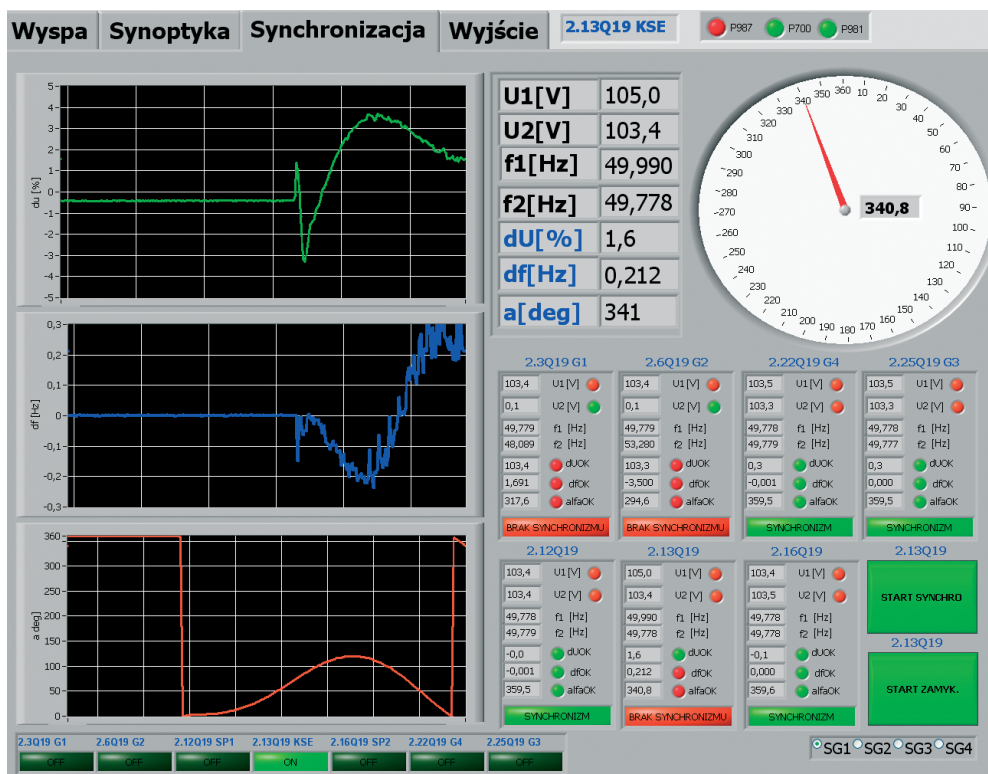
- funkcje szybkiej, optymalnej i wielokryterialnej automatyki wydzielenia układu wyspowego zakładu przemysłowego
- mechanizmy zapewniające efektywną pracę wydzielonego układu wyspowego, które pozwalają utrzymać przez wiele godzin lub nawet dni ciągłość pracy układu elektroenergetycznego zakładu przemysłowego lub ważnych odbiorów.

Warto zaznaczyć, że:

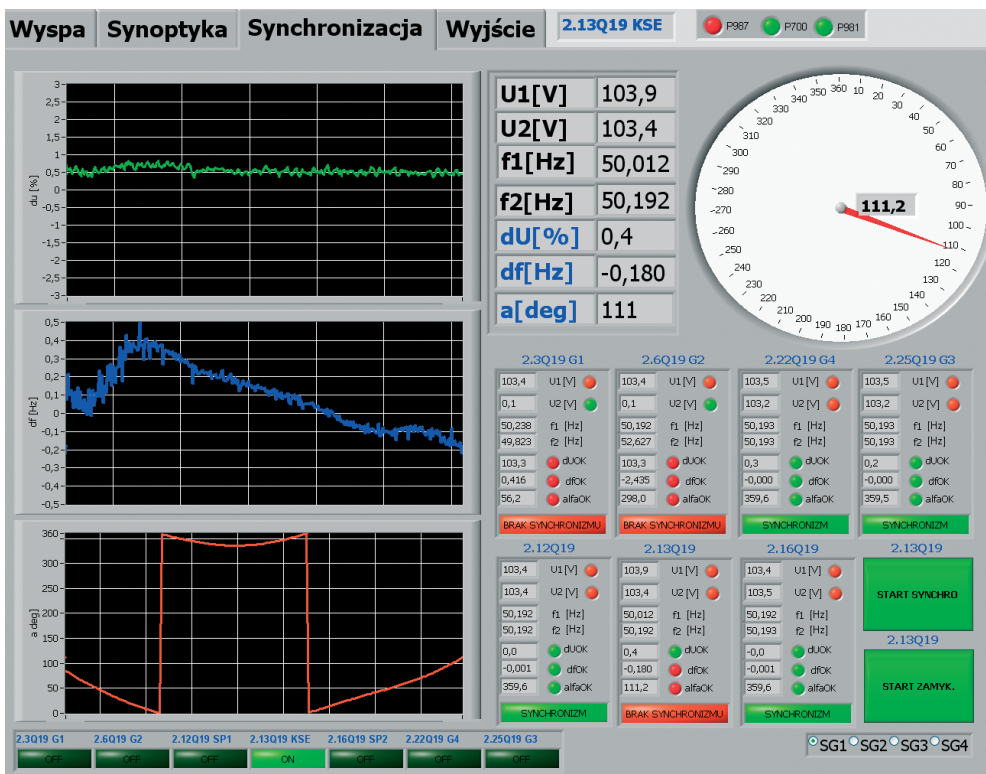
- poprawna współpraca systemu wspomaganie pracy układu wyspowego z automatyką regulacyjną wymaga realizacji szybkich i deterministycznych pomiarów w kluczowych dla oceny pracy nadzorowanego układu miejscach
- wielokryterialna automatyka umożliwia realizację optymalnych wydzieleni zarówno z punktu widzenia obrony SEE, jak i utrzymania ciągłości pracy wydzielonego układu elektroenergetycznego oraz wrażliwych technologii produkcji zakładu
- dedykowane układy pomiarowe wspomagają w sposób ciągły pracę nadzorowanego układu i zapewniają predykcję zjawisk umożliwiającą podejmowanie właściwych decyzji wspomagających utrzymanie możliwości pracy układu wyspowego
- dla szczególnie ważnych odbiorów utrzymanie ciągłości pracy ma kluczowe znaczenie, biorąc pod uwagę bezpieczeństwo instalacji, technologię produkcji oraz względy ekonomiczne. Wydzielenie układu może być zatem niezbędne i w pełni uzasadnione.

Synchronizacja układu wyspowego z SEE

Podczas synchronizacji układu wyspowego z SEE szczególne znaczenie ma zapewnienie warunków dla bezpiecznej oraz



Rys. 2. Wydzielenie układu wyspowego EC zakładu przemysłowego



Rys. 3. Niespełnienie warunków synchronizmu układu wyspowego z SEE



Rys. 4. Synchronizacja układu wyspowego EC zakładu przemysłowego z SEE

efektywnej realizacji operacji łączeniowych. Układ synchronizacji musi być przygotowany do wykonywania łączeń w wielu miejscach nadzorowanego układu.

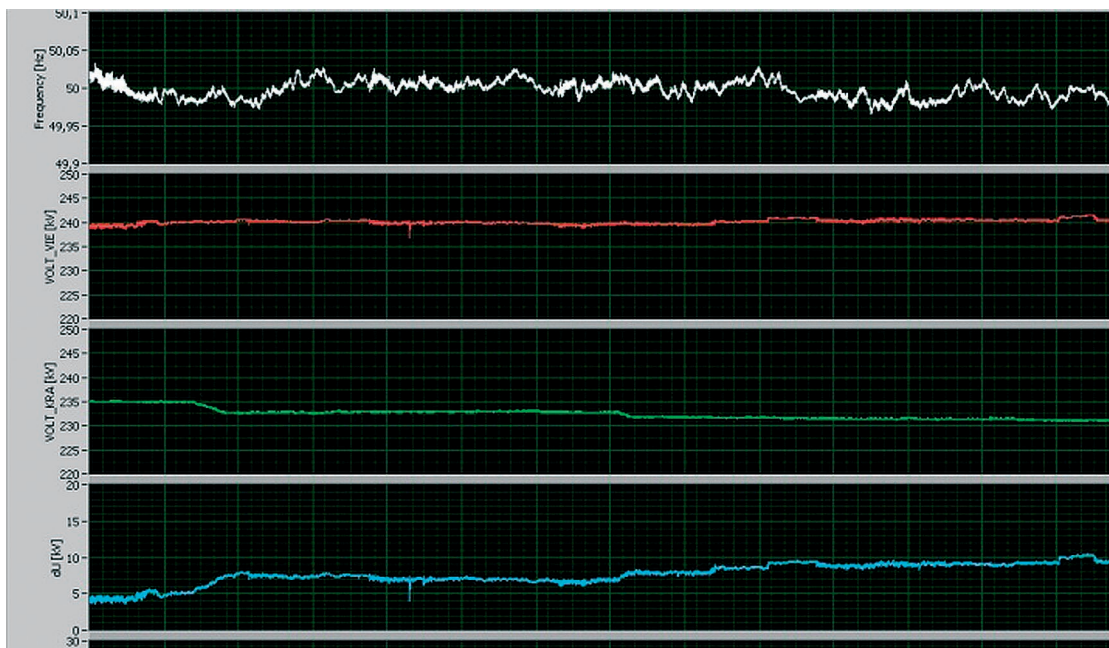
System pomiarowy wizualizuje warunki synchronizmu na wszystkich przewidzianych w układzie elektroenergetycznym zakładach przemysłowego wyłącznikach mocy. Operator ma zatem możliwość wyboru optymalnych warunków ruchowych do realizacji łączeń.

Dla prawidłowej oceny pracy układu wyspowego konieczna jest rejestracja parametrów kryterialnych procesu łączeniowego oraz innych parametrów elektrycznych.

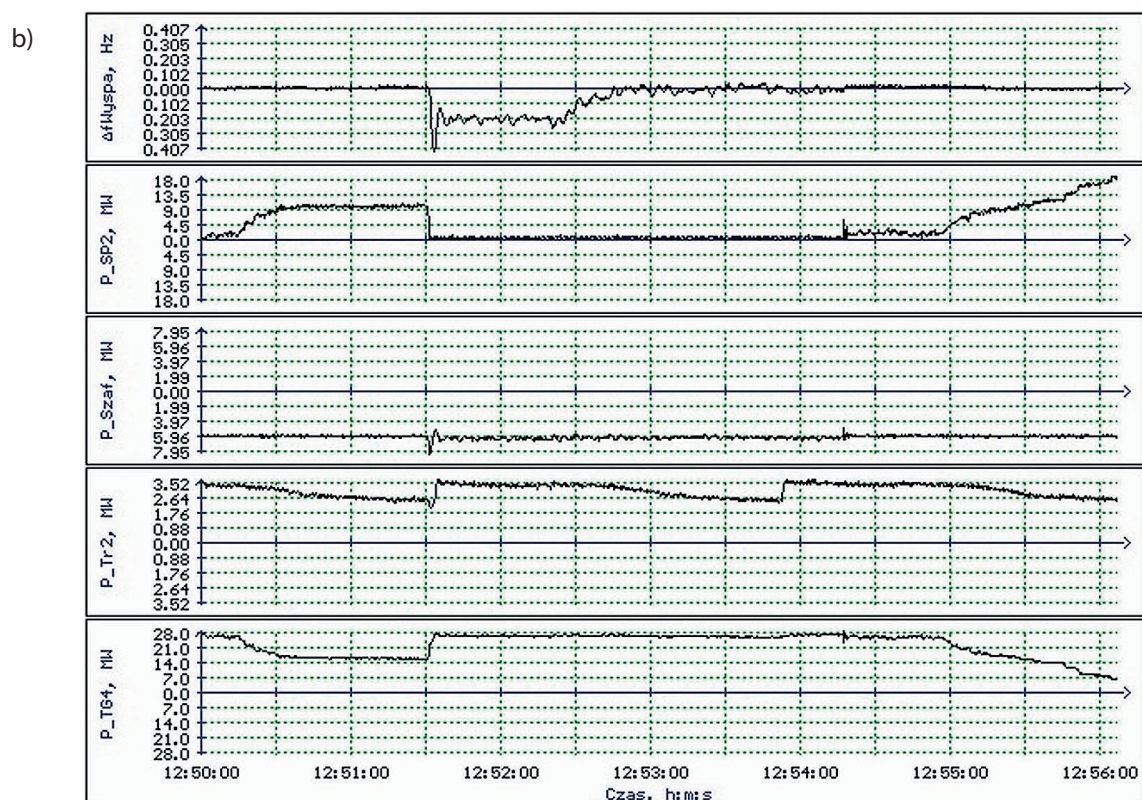
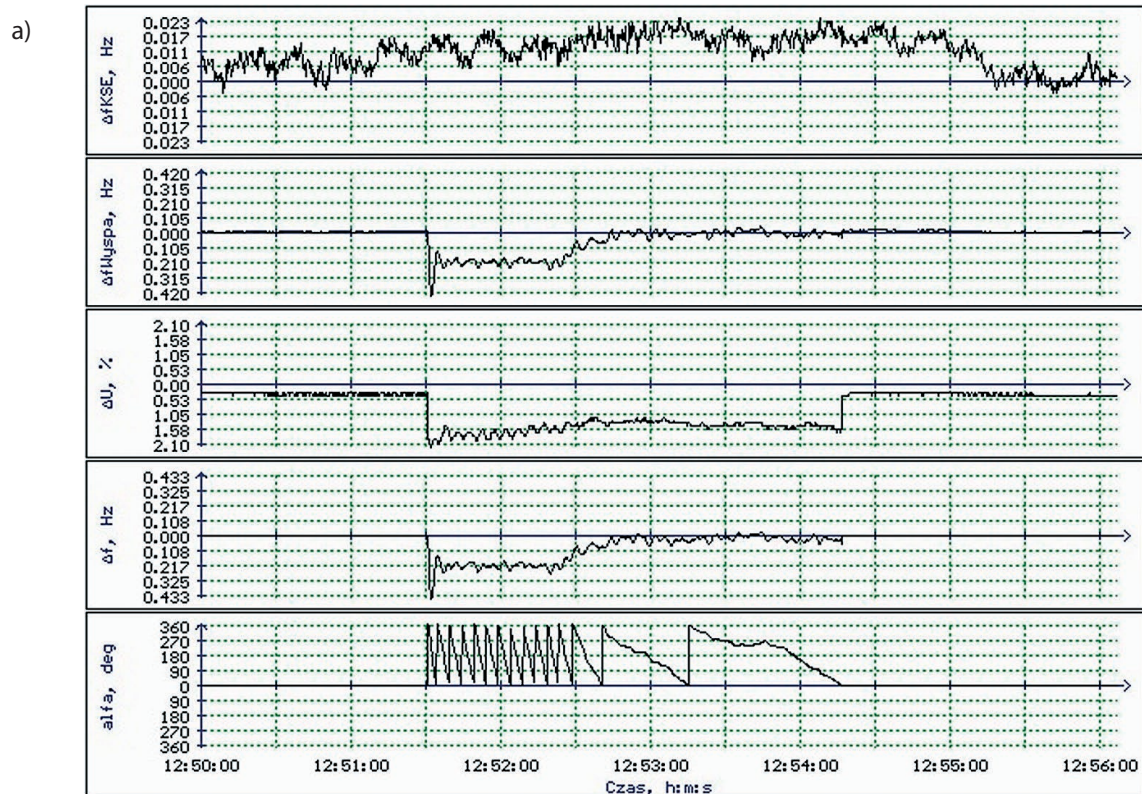
Przedstawiony specjalizowany system automatyki wydzielania, wspomagania pracy i synchronizacji z KSE układu wyspowego realizuje obszarowe pomiary parametrów kryterialnych procesów łączeniowych oraz parametrów elektrycznych układu elektroenergetycznego zakładu przemysłowego, pozwala wybrać optymalne miejsce operacji łączeniowej, współpracuje z automatykami regulacyjnymi oraz realizuje proces łączeniowy. Predykcja skutków realizacji operacji łączeniowych jest bardzo istotnym elementem zwiększającym bezpieczeństwo prowadzonych działań ruchowych. Realizacja przedstawionej funkcjonalności wymaga nowego spojrzenia na układy automatyki systemowej oraz zastosowania algorytmów pomiarowych, wymagających zastosowania przemysłowych systemów komputerowych czasu rzeczywistego o dużej mocy obliczeniowej.

6. Podsumowanie

- Doświadczenia praktyczne wskazują, że operacje łączeniowe systemów elektroenergetycznych nie zawsze realizowane są w sposób efektywny i są zależne od bardzo wielu wzajemnie powiązanych ze sobą czynników
- Synchronizacja układów wyspowych wymaga budowy kompleksowych, powiązanych ze sobą i skoordynowanych układów automatyki łączeniowej, systemów pomiarowych, układów wizualizacji i automatyki regulacyjnej
- Precyzja operacji łączeniowych jest bardzo istotna dla trwałości układów pierwotnych. Dla oceny wymagana jest rejestracja skutków energetycznych łączeń
- Ze względu na rangę realizowanych zadań niezbędne jest zastosowanie rozwiązań technicznych dla najbardziej krytycznych warunków pracy
- Podczas wykonywania łączeń układów bardzo duże znaczenie ma czynnik ludzki. Dla poprawnego wykonania operacji niezbędne jest posiadanie przez personel odpowiedniego doświadczenia oraz przygotowania tematycznego
- Kompleksowa analiza zjawisk fizycznych, poddana analizie i nadzorowi, rozciągnięta na wszelkie możliwe sytuacje nietypowe implikuje zastosowanie odpowiednich urządzeń oraz zasad współpracy wpływających na efektywność realizowanych operacji
- Specjalizowany system do nadzorowania procesu regulacji i operacji łączeniowych, pozwoli na wybór optymalnych miejsc do wykonywania łączeń oraz umożliwi zdalną, efektywną i skoordynowaną inicjalizację automatyzacji łączeniowych



Rys. 5. Rejestracje parametrów kryterialnych podczas oddziaływań regulacyjnych w SEE



Rys. 6. Synchronizacja układu wyspowego z SEE: a) parametry kryterialne procesu synchronizacji, b) parametry elektryczne elementów układu wyspowego

- Świadome wydzielenia układów wyspowych i ponowne łączenia realizowane z rozszerzoną kontrolą metrologiczną mogą zapobiec rozwijaniu się awarii, skrócić czas trwania zakłócenia i ograniczyć jego niekorzystne skutki
- Adaptacyjność układów automatyki łączeniowej, EAZ, systemów pomiarowych i automatyki regulacyjnej usprawnia prowadzenie procesu wydzielenia i prowadzenia ruchu układu wyspowego oraz ułatwia wykonywanie operacji łączeniowych
- Predykcja skutków realizacji operacji łączeniowych jest bardzo istotnym elementem zwiększającym bezpieczeństwo prowadzonych działań ruchowych. Realizacja przedstawionej funkcjonalności wymaga nowego spojrzenia na układy automatyki systemowej oraz zastosowania algorytmów pomiarowych wymagających zastosowania przemysłowych systemów komputerowych czasu rzeczywistego o dużej mocy obliczeniowej.

BIBLIOGRAFIA

1. Grzegorzycza G., Automatyka wydzielenia, wspomaganie ruchu oraz synchronizacji z SEE wydzielonego układu wyspowego zakładu przemysłowego, Konferencja „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, czerwiec 2014.
2. Grzegorzycza G., Automatyczna predykcja ONLINE skutków realizacji procesów łączeniowych systemów elektroenergetycznych. Założenia techniczne dla dedykowanych systemów pomiarowych i EAZ, Konferencja „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, czerwiec 2012.
3. Grzegorzycza G., Rola elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz układów regulacji podczas procesu synchronizacji systemów elektroenergetycznych, *Energetyka* 2009, nr 3.

Grzegorz Grzegorzycza

mgr inż.

Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.

email: grzegorz.grzegorzycza@elektryka.com.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej. W latach 1986–1992 roku pracował w Zakładzie Elektrycznym Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki Energopomiar, a od 1992 roku zatrudniony jest w Zakładzie Pomiarowo-Badawczym Energetyki Energopomiar-Elektryka, obecnie na stanowisku inżyniera specjalisty do spraw komputerowych systemów pomiarowych. Jego działalność techniczna koncentruje się na zagadnieniach związanych z elektroenergetyczną automatyką systemową, przemysłowymi systemami pomiarowymi i komputerowymi oraz normalizacją elektrotechniczną. Ekspert PKN i CENELEC.

Automatic Synchronization of Power Systems in Comprehensive and Qualitative Terms

Keywords

computer measurement system, PMU, WAMS

Abstract

This paper presents issues related to the automatic separation of a power island from a power system, and to its operation and synchronisation. Issues concerning the complexity of technical solutions are presented with particular emphasis on the quality of performed operations.

Badania modelowe działania SCO w połączonych systemach krajów Europy kontynentalnej

Autorzy

Marek Głaz
Robert Trębski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

model częstotliwościowy, badania wpływu generacji rozproszonej, optymalizacja nastaw SCO, wytyczne ENTSO-E

Streszczenie

Zespół zadaniowy powołany przez grupę roboczą System Protection and Dynamics przy ENTSO-E przeprowadził badania modelowe działania SCO w połączonych systemach krajów Europy kontynentalnej. Wykonano ponad 360 symulacji obejmujących 16 scenariuszy nastaw SCO, 2 warianty zapotrzebowania, 6 wariantów zakłóceń oraz z uwzględnieniem i bez wpływu generacji rozproszonej. Na podstawie otrzymanych wyników obliczeń określono uwarunkowania poprawy skuteczności działania SCO, w tym zarekomendowano propozycje zmian w nastawach SCO, potrzebnych do osiągnięcia tego celu. Poniższy referat zawiera skrócony opis metody badawczej wraz z prezentacją wybranych wyników obliczeń i wniosków podsumowujących badania.

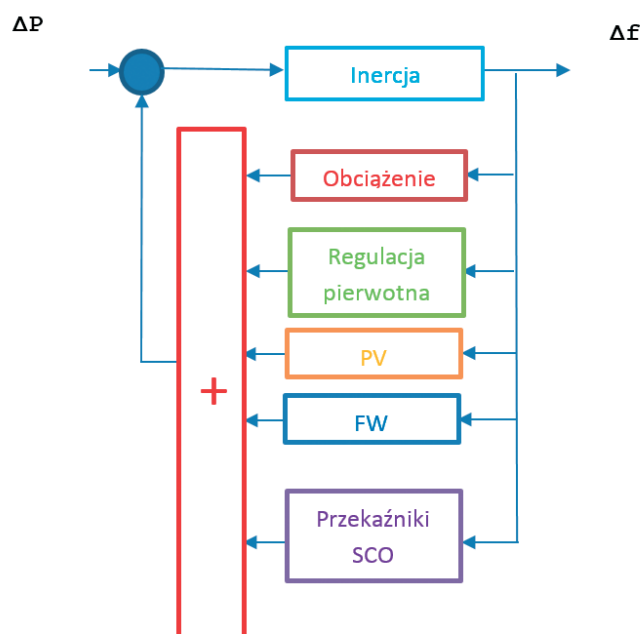
1. Wstęp

Zadaniem automatyki samoczynnego odciążania SCO (ang. *under frequency load shedding* – UFLS) jest wyłączenie określonej liczby odbiorców w obszarze sieci objętej awarią, w celu zahamowania spadku częstotliwości wywołanego nagłym niezbilansowaniem. Zastosowanie tego typu automatyki jest powszechne, ale ze względu na jej restrykcyjny charakter w hierarchii planów obrony system stanowi element działań ostatecznych. Automatyka realizuje wyłączenia odbiorów w kilku stopniach, których liczba jest zwykle dobierana odpowiednio do uwarunkowań danego systemu. Zbyt duża liczba wyłączanych odbiorów może spowodować nadmierny wzrost częstotliwości, napięcia i przesyłów transgranicznych, w następstwie czego może nastąpić wyłączenie generatorów, pogłębiające powstały deficyt wytwarzania. Dlatego należy zadbać o to, by wielkość nastawianej mocy w SCO była ograniczona do niezbędnego minimum. W połączonych systemach ENTSO-E każdy z operatorów stosuje indywidualne scenariusze nastawień SCO. Od pewnego czasu dąży się do ujednoczenia wewnątrz ENTSO-E zasad nastawiania automatyki SCO. W tym celu potrzebne jest zdefiniowanie wytycznych. Zadania tego podjęli się specjaliści współpracujący w ramach grupy roboczej System Protection and Dynamics (SPD) przy ENTSO-E, przeprowadzając serie badań symulacyjnych. Na potrzeby badań został przygotowany uproszczony model połączonych systemów krajów Europy kontynentalnej, umożliwiający symulowanie zmian częstotliwości. W badaniach sprawdzono kilkanaście wariantów nastaw SCO, zróżnicowanych pod względem liczby stopni oraz sposobu rozłożenia mocy wyłączanych odbiorów. Sprawdzone także zależność

nastaw względem udziału generacji rozproszonej w bilansie wytwarzania dla całego ENTSO-E. W modelu odwzorowano aktualną liczbę źródeł odnawialnych zainstalowanych w Europie.

2. Opis metodyki badań

Na potrzeby badań został przygotowany model, którego strukturę przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Struktura uproszczonego modelu dla analiz SCO

Jest to model typu częstotliwościowego, uwzględniający zależność obciążenia od regulacji mocy. W modelu zostały odwzorowane: inercja systemu, obciążenie, regulacja pierwotna, wytwarzanie z generacji wiatrowej (FW) i fotowoltaicznej (PV) oraz przekaźniki automatyki SCO. W modelu nie uwzględniono zależności odbioru od napięcia. Wytwarzanie w systemie ENTSO-E odwzorowano w następujący sposób:

- zekwiwalentowano do jednej grupy generację z elektrowni konwencjonalnych, obejmującą turbiny parowe i wodne, z odpowiednio odwzorowaną funkcją ograniczników
- zekwiwalentowano odpowiednio do osobnych grup generację rozproszoną ze źródeł fotowoltaicznych (PV) i wiatrową (FW), z odwzorowanym progiem podczęstotliwościowym i nadczęstotliwościowym (tylko PV), przy którym następuje automatyczne odłączenie od systemu.

Modele PV i FW umożliwiają nastawianie procentowo ilości wyłączanej mocy dla progów pod- i nadczęstotliwościowych, długości czasu od pobudzenia progu do efektywnego wyłączenia oraz emulowanie regulacji częstotliwości. Odwzorowany model automatyki SCO pozwala na nastawienie do 10 stopni. Dla każdego stopnia, oprócz nastawiania progu pobudzenia oraz procentowej wartości wyłączanego obciążenia, uwzględniono emulowanie czasu zwłoki wyłączenia związanej z działaniem przekaźników podczęstotliwościowych oraz wyłączników.

Uwzględniono także efekt samoregulujący powodowany samoczynnym wyłączaniem się odbiorów, przyjmując zależność 2%/Hz.

3. Scenariusze obliczeniowe

W celu uzyskania potwierdzenia, czy przyjęty do obliczeń model pozwoli na uzyskanie wiarygodnej reakcji systemu na wymuszone zaburzenie, przeprowadzono obliczenia próbne, odwzorowując warunki pracy systemu europejskiego z awarii, jaka miała miejsce 4 listopada 2006 roku. W tamtym czasie nastąpiło wydzielanie się trzech podobszarów synchronicznych. W części obszaru, obejmującego systemy krajów zachodniej części Europy, wystąpił deficyt wywołujący spadek częstotliwości do poziomu pobudzenia SCO przy progu 49 Hz. W wyniku działania automatyki nie doszło do pogłębienia spadku częstotliwości, a jej wartość po pewnym czasie ustabilizowała się w okolicach 49,1 Hz. Dla zamodelowania tego zdarzenia przyjęto następujące wielkości:

- zapotrzebowanie w części wydzielonego obszaru: 190 GW
- powstałe niezbilansowanie spowodowane utratą wymiany: 8,940 GW
- wyłączenie generacji na skutek spadku częstotliwości: 10,909 GW.

Uzyskany z obliczeń przebieg zmian częstotliwości miał bardzo zbliżony kształt do zarejestrowanego podczas zdarzenia.

Następnie przeprowadzono obliczenia symulacyjne dla różnych wariantów generacji i obciążenia systemu ENTSO-E, przedstawionych w tab. 1.

Przeanalizowano działanie SCO dla następujących przypadków deficytu wytwarzania: 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%. Do obliczeń przyjęto 16 scenariuszy nastaw SCO, uwzględniając

		Wariant 1a	Wariant 1b	Wariant 2a	Wariant 2b
		Duże obciążenie	Duże obciążenie i udział RES	Niskie obciążenie	Niskie obciążenie i udział RES
Obciążenie	GW	440	440	220	220
Generacja konwencjonalna	GW	440	170	220	50
Generacja wiatrowa	GW	0	181	0	76
Generacja PV	GW	0	75	0	80
Inne	GW	0	14	0	14

Tab. 1. Warianty wytwarzania i zapotrzebowania ENTSO-E

Częstotliwość (Hz)	Wypadkowa wartość wyłączeń w stopniach SCO (%)	Suma wyłączanego obciążenia (%)
49,2	0,03	0,03
49,0	13,29	13,32
48,9	0,81	14,13
48,8	2,31	16,44
48,7	7,29	23,73
48,6	2,41	26,14
48,5	4,76	30,90
48,4	8,56	39,46
48,3	0,41	39,87
48,2	1,53	41,4
48,1	1,12	42,52
48,0	5,44	47,96

Tab. 2. Zagregowane aktualne nastawy SCO w ENTSO-E

ich zróżnicowanie pod względem liczby stopni i wielkości wyłączanych odbiorów.

W pierwszym kroku przeanalizowano działanie SCO odpowiadające obecnym warunkom. Wyznaczono nastawy jako wypadkowe rzeczywistych wartości procentowych progów SCO operatorów ENTSO-E (dane zestawione w tab. 2).

Kolejno przeprowadzono obliczenia dla 15 hipotetycznych scenariuszy nastawień SCO (dane prezentowane w tab. 3) dla zakresu działania SCO między 49 Hz a 48 Hz. Przetestowano plany wyłączania przez SCO 20%, 30%, 40%, 50% i 60% odbiorów w odniesieniu do całkowitego zapotrzebowania ENTSO-E, przy czym najmniejsza liczba stopni wynosiła 4, a największa 10.

4. Omówienie wyników obliczeń

Wyniki dla scenariusza 0 potwierdziły potrzebę zoptymalizowania obecnych nastaw SCO. Dla małych zaburzeń do 10% stwierdzono przeregulowania częstotliwości, a dla większych

Nr	Liczba stopni	Próg częstotliwości aktywowania SCO						
		% wyłączanego obciążenia na stopień SCO						
1	n = 6	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz	48,0 Hz	Total
		2%	4%	6%	8%	10%	10%	40%
2	n = 4	49,0 Hz	48,7 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz			
		5%	9%	11%	15%			40%
3	n = 4	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz			
		12,5%	12,5%	12,5%	12,5%			50%
4	n = 4	49,0 Hz	48,7 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz			
		15%	11%	9%	5%			40%
5	n = 6	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz	48,0 Hz	
		10%	10%	8%	6%	4%	2%	40%
6	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	20%
7	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		3,75%	3,75%	3,75%	3,75%	3,75%	30%
8	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	40%
9	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	50%
10	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	60%
11	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		2%	2%	2%	2%	2%	20%
12	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		3%	3%	3%	3%	3%	30%
13	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		4%	4%	4%	4%	4%	40%
14	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	50%
15	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		6%	6%	6%	6%	6%	60%

Tab. 3. Zestawienie scenariuszy nastaw SCO

między 30% a 40% częstotliwość nie osiągała poprawnych wartości. Odnosząc się do kwestii wpływu generacji rozproszonej, aby działanie SCO było skuteczne, wymagana jest dodatkowa moc, wyłączana dla skompensowania utraty wytwarzania ze źródeł odnawialnych.

Dla scenariuszy 1–5 skupiono uwagę na porównaniu zależności względem rozłożenia mocy na stopnie (jednakowo, narastająco i malejąco). Ogólna konkluzja wskazuje na przewagę wariantu

z równomiernymi stopniami, w porównaniu z nastawami zmieniającymi się nieliniowo. Tylko dla jednakowych stopni nie stwierdzono problemów z przeregulowaniem lub niedoregulowaniem częstotliwości. W każdym z powyższych scenariuszy wystąpił negatywny wpływ wyłączenia generacji rozproszonej w kierunku przeregulowania częstotliwości.

W przypadku pozostałych scenariuszy (6–15) założono równomierne stopnie, łącząc je w dwie grupy dla liczby stopni odpowiednio 8 i 10. Jedynie dla przypadków całkowitej mocy wyłączanej przez SCO, mieszczącej się w zakresie 40–50% całego zapotrzebowania ENTSO-E, uzyskano najwięcej wyników z prawidłową lub akceptowalną odbudową częstotliwości, przy czym wpływ generacji rozproszonej był najmniej zauważalny.

Najwięcej przypadków przeregulowań wykazały scenariusze ze zbyt dużymi wartościami wyłączanej mocy na pierwszym stopniu (0, 3, 4, 5). Natomiast dla scenariuszy z małą całkowitą mocą odciążania (6, 7, 11, 12) zwykle nie udawało się uzyskać powrotu częstotliwości do bezpiecznego poziomu.

Dokonano klasyfikacji uzyskanych wyników obliczeń wg poniższych reguł:

	Wynik pozytywny • końcowa wartość częstotliwości w zakresie 49,9–50,1 Hz • największe odchylenie częstotliwości poniżej 50,2 Hz
	Wynik akceptowalny • końcowa wartość częstotliwości w zakresie 49,2–50,2 Hz • największe odchylenie częstotliwości osiąga 50,2 Hz
	Wynik negatywny • końcowa wartość częstotliwości poza zakresem 49,2–50,2 Hz • największe odchylenie częstotliwości przekracza 50,2 Hz

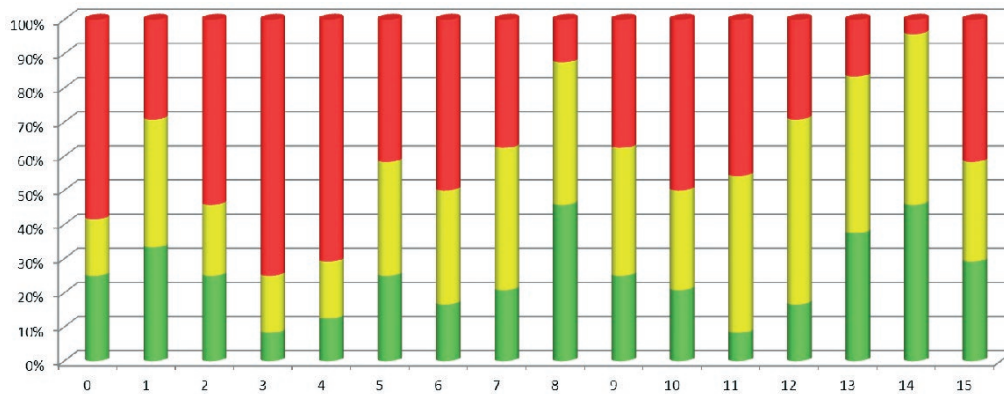
Na poniższym wykresie zestawiono ranking badanych scenariuszy SCO zgodnie z opisanymi zasadami kwalifikacji. Wykres przedstawia procentowy udział trzech grup wyników (oś pionowa) dla wykonywanych wariantów 1a, 1b, 2a i 2b, w odniesieniu do scenariuszy ponumerowanych od 0 do 15 (oś pozioma).

Największą efektywność SCO, biorąc pod uwagę badany wpływ generacji rozproszonej, zarówno w przypadku wysokiego, jak i niskiego zapotrzebowania, wykazano w przypadku scenariuszy 8, 13 i 14. Powyższe scenariusze charakteryzują się zbliżonymi parametrami nastawczymi:

- liczba stopni zawiera się między 8 a 10
- maksymalna wartość odciążania dla pojedynczego stopnia jest < 10%
- całkowita moc odciążania zawiera się między 40% a 50%.

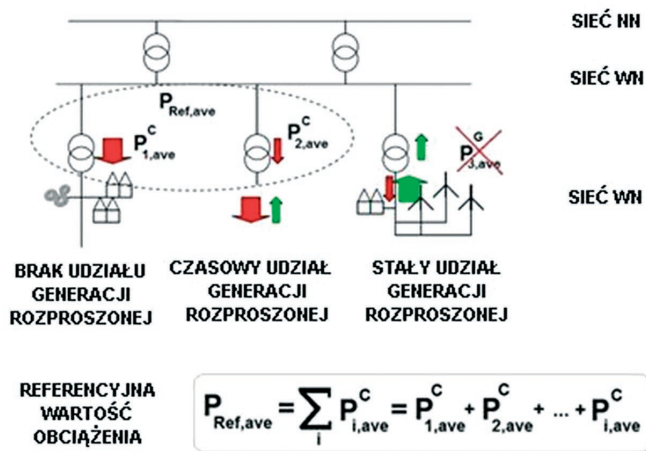
5. Zmiany w zasadach ustalania wartości zapotrzebowania

Według obecnie stosowanych zasad wyznaczania nastaw SCO trudno jest ustalić wielkość zapotrzebowania, do której należy odnieść wartości procentowe progów automatyki SCO. Zapotrzebowanie zależy m.in. od warunków sezonowych (lato, zima) i dobowych (szczyt dzienny, dolina nocna). Dotychczas podstawą do wyznaczenia nastaw jest wartość brutto największego szczytowego zapotrzebowania z okresu zimowego.



Rys. 2. Ranking wyników analiz scenariuszy nastaw SCO

Zapotrzebowanie według tej reguły wyznacza się stosunkowo prosto, sumując wartości zapotrzebowania z poszczególnych spółek dystrybucyjnych. Dla ograniczenia negatywnego wpływu generacji rozproszonej, występującej głównie w obszarze sieci dystrybucyjnej, rozważa się stosowanie nowej definicji referencyjnej wartości obciążenia, która stanowi średnią wartość netto rocznego obciążenia, mierzonego w punkcie zainstalowania SCO. Zasady obliczania referencyjnej wartości obciążenia obrazuje poniższy rysunek.



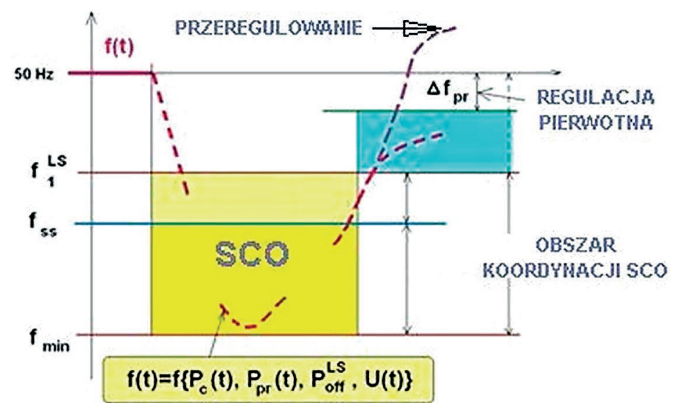
Rys. 3. Ilustracja zasad obliczania referencyjnej wartości obciążenia

Zmienna ta została oznaczona na rysunku jako $P_{ref,ave}$. Do jej wyliczenia brane są pod uwagę tylko te pola, w których w danym okresie roku nie rejestruje się wpływającej mocy z generacji rozproszonej (na rysunku oznaczone $P_{1,ave}^C$), lub jej wpływ można uznać za nieznaczny ($P_{2,ave}^C$). Nie są natomiast uwzględniane pola z dużą ilością wpływającej mocy z generacji rozproszonej ($P_{3,ave}^C$).

6. Wnioski i zalecenia

Bazując na wnioskach z oceny efektywności badanych scenariuszy SCO, określono wytyczne z punktu widzenia potrzeb koordynacji działania automatyki SCO w systemach połączonych

ENTSO-E. Przyjmuje się, że operatorzy powinni nastawiać działanie SCO dla zakresu częstotliwości od 49 Hz do 48 Hz. Zakres zmian częstotliwości od 50 Hz do 49 Hz rezerwuje się na udział regulacji pierwotnej i wtórnej oraz inne działania (np. wyłączanie pomp), przeciwdziałające powstałemu deficytowi mocy. Ustawiając ostatni stopień SCO na poziomie 48 Hz, zakłada się bezpieczny margines, umożliwiający zahamowanie przez SCO dalszego spadku częstotliwości, zanim nastąpi automatyczne odłączenie się generatorów po przekroczeniu 47,5 Hz. Dodatkowo margines ten może być wykorzystany do indywidualnych działań (np. wydzielenia obszarów wyspowych), przewidzianych w indywidualnych planach obrony operatorów. Poniższy rysunek ilustruje opisane zależności.

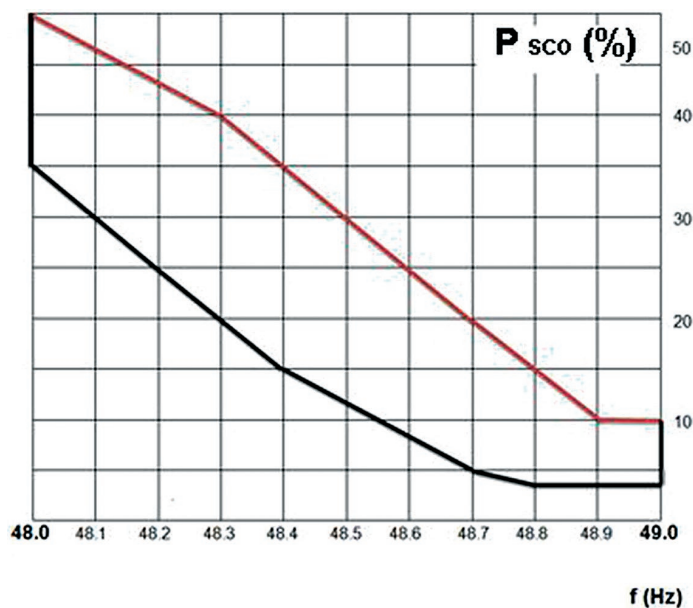


Rys. 5. Graficzna prezentacja działania SCO

gdzie:

P_c – obciążenie, P_{pr} – regulacja pierwotna, P_{off}^{LS} – odciążenie przez SCO, U – napięcie, f_{1}^{LS} – pierwszy stopień SCO, f_{min} – ostatni stopień SCO, f_{ss} – wartość częstotliwości przy której może wystąpić wydzielenie się systemów.

Każdy z operatorów nie powinien przekraczać nastawiania w SCO 50% zapotrzebowania, liczonego względem referencyjnej wartości obciążenia. Minimalna ilość wyłączanego obciążenia,



Rys. 4. Zakres nastaw SCO

jaką musi zagwarantować dany operator, nie powinna być mniejsza od 40% referencyjnej wartości obciążenia. Wielkość

wyłączanego obciążenia na pojedynczym stopniu SCO powinna zawierać się w granicach od 5% do 10%. Wymagana minimalna liczba stopni wynosi 6 i nie może przekraczać 10. Poniższy wykres przedstawia dopuszczalny zakres nastawienia SCO, z uwzględnieniem opisanych wymagań.

Dodatkowo zdefiniowano wymagania odnośnie dokładności i szybkości reakcji automatyki SCO. Operatorzy powinni stosować zabezpieczenia podczęstotliwościowe, których dokładność umożliwia nastawianie stopni progów SCO z rozdzielczością od 100 mHz do 200 mHz. Zaleca się, aby czas liczony od wystąpienia identyfikacji przekroczenia danego progu SCO (czas własny zabezpieczenia podczęstotliwościowego) do chwili wyłączenia (czas własny wyłącznika oraz przekaźników pośredniczących) nie przekraczał 150 ms. Jednocześnie wymaga się, aby ten czas nie był większy od 300 ms.

BIBLIOGRAFIA

1. Requirements for UFLS settings – raport opracowany przez RG-CE System Protection & Dynamic Sub Group, ENTSO-E, listopad 2014.
2. Operation Handbook Policy 5 – ENTSO-E, sierpień 2010.

Marek Głaz

mgr inż

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: marek.glaz@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1992), specjalność sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej jest związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jako specjalista w obszarach eksploatacji oraz ruchu KSE. Jego zainteresowania zawodowe ukierunkowane są na zagadnienia związane z układami automatyzacji systemowych i zabezpieczeń oraz z zakresu badań równowagi dynamicznej systemu.

Robert Trębski

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: robert.trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993), specjalność sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej jest związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego i wykonywania analiz pracy KSE aplikacjami *online* i *offline* wykorzystywanymi w KDM.

Model Tests of Under Frequency Load Shedding (UFLS) for Connected Systems of Continental Europe

Keywords

frequency model, study the impact of dispersed generation, UFLS optimization settings, ENTSO-E guidelines

Abstract

The task force set up by working group System Protection and Dynamics within ENTSO-E were carried out model tests of Under Frequency Load Shedding (UFLS) for connected systems of continental Europe. Were performed over 360 simulation scenarios including 16 strategies UFLS, 2 variants of load, 6 types of contingency, with and without considering the impact of dispersed generation. On the basis of calculation results were specified conditions for improving the effectiveness of the UFLS, including recommended changes of UFLS settings, necessary to achieve this aim. The following report contains a summary description of the test method together with the presentation of selected results of summary calculations and conclusions of the study.

Ocena wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego na stabilizatory systemowe PSS2A

Autorzy

Adrian Nocoń
Stefan Paszek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilizatory systemowe, polioptymalizacja, niepewność parametrów

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego na zoptymalizowane parametry stabilizatorów systemowych typu PSS2A. Do optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych zastosowano polioptymalizację (optymalizację wielokryterialną). Kryteria optymalizacyjne określono dla zakłóceń występujących w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym, biorąc pod uwagę przebiegi przejściowe związane z kołysaniami elektromechanicznymi (moc chwilowa, prędkość kątowa) i przebiegi napięcia zaciskowego generatorów. Do optymalizacji wykorzystano zmodyfikowany na potrzeby badań algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym, selekcją turniejową, krzyżowaniem uśredniającym i mutacją perturbacyjną. Ocenę wpływu niepewności na jakość pracy stabilizatorów systemowych o zoptymalizowanych parametrach przeprowadzono z wykorzystaniem różnych wskaźników deformacji.

Wstęp

Stabilizatory systemowe mają za zadanie wytlumienie wolnozmiennych kołysań wirników generatorów synchronicznych (kołysania elektromechaniczne) [1, 3, 4]. Stabilizatory oddziałują tłumiąco na kołysania elektromechaniczne poprzez odpowiednie sterowanie napięciem wzbudzenia i pośrednio momentem elektromagnetycznym generatora synchronicznego [1, 4]. W artykule analizowano dwuwejściowe stabilizatory systemowe PSS2A, rekomendowane przez komitet IEEE. Strukturę i właściwości tych stabilizatorów szerzej omówiono w pracy [4]. Schemat strukturalny stabilizatora przedstawiono na rys. 1.

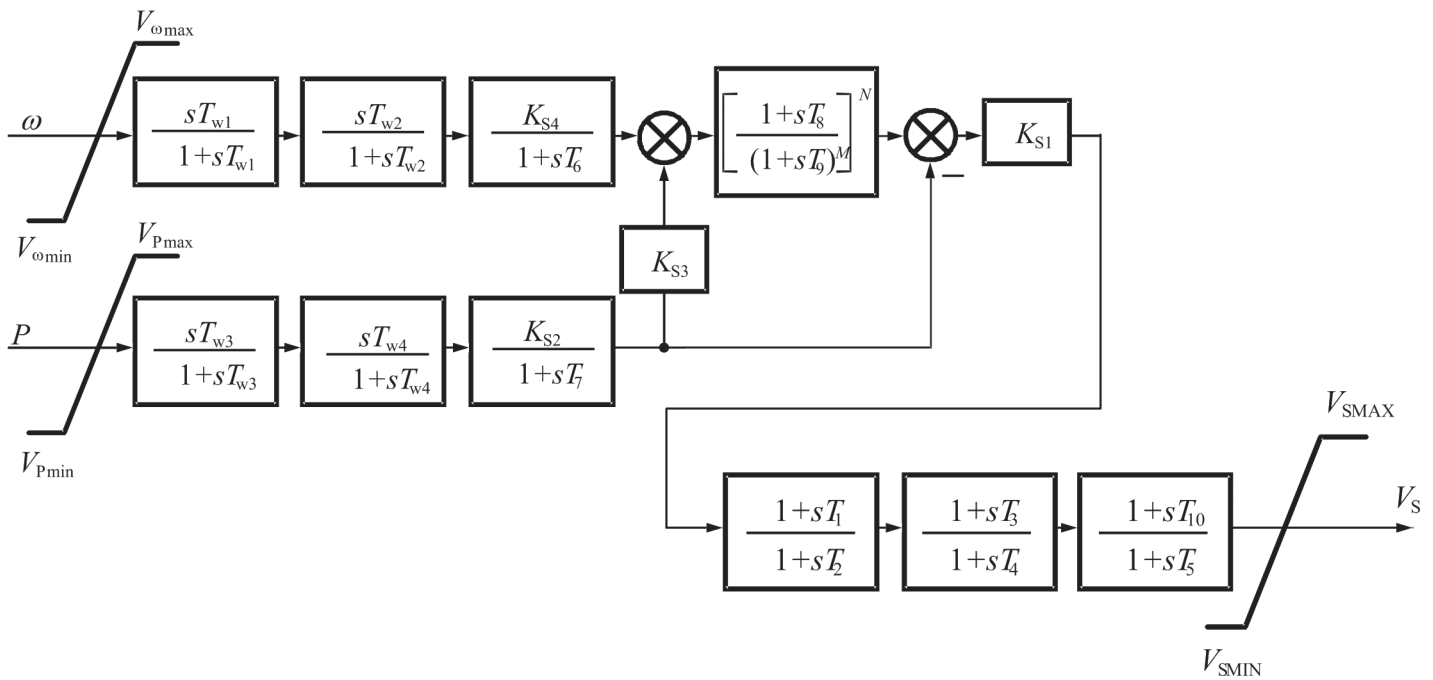
Badania przeprowadzono dla 7-maszynowego systemu elektroenergetycznego CIGRE przedstawionego na rys. 2. W systemie tym, przy przyjęciu odpowiednich modeli i wartości parametrów elementów SEE, okazało się, że układ jest niestabilny. Przy czym niestabilność ta wynika m.in. z zastosowania w układach regulacji napięcia generatorów synchronicznych (pracujących blisko stanu znamionowego) statycznych układów wzbudzenia sterowanych za pośrednictwem szybkich regulatorów napięcia o dużym wzmocnieniu. W związku z tym założono, że w każdym zespole wytwórczym oddziałuje stabilizator systemowy.

Dla uproszczenia rozważań polioptymalizacji [2, 3, 4] poddano jedynie wzmocnienia K_{S1} wszystkich stabilizatorów. Pozostałe parametry przyjęto arbitralnie na podstawie analiz zawartych

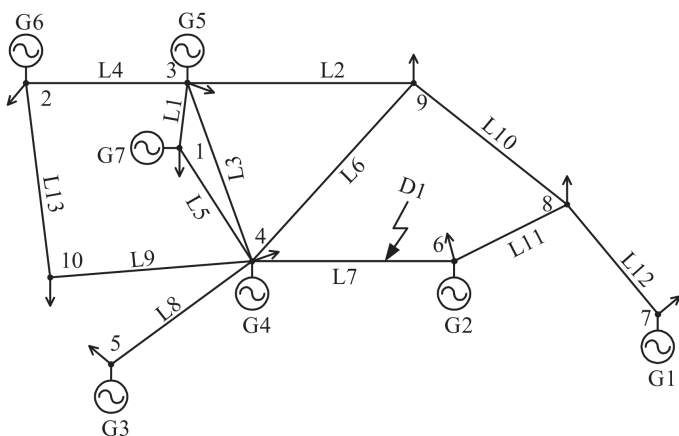
w pracach [3, 4]. Do optymalizacji wykorzystano algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym, wielokryterialną selekcją turniejową, zmodyfikowanym krzyżowaniem prostym i mutacją nierównomierną [2, 4]. Ponadto przeprowadzono analizę wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego systemu na jakość pracy zoptymalizowanych stabilizatorów. Ocenę wpływu niepewności badano dla wybranych parametrów modeli matematycznych dla wszystkich rozwiązań optymalnych, korzystając z opracowanych na potrzeby analizy wskaźników deformacji zbioru kompromisów [2].

Model matematyczny analizowanego systemu

Opracowano model matematyczny analizowanego wielomaszynowego SEE (rys. 2) w środowisku Matlab. W obliczeniach założono, że we wszystkich węzłach wytwórczych generatory synchroniczne są odwzorowane za pomocą nieliniowego modelu GENROU (z uwzględnieniem nasycenia obwodu magnetycznego) [4]. Założono, że układy wzbudzenia są reprezentowane poprzez nieliniowy model polskiego, krajowego statycznego układu wzbudzenia [4]. Założono ponadto, że turbiny są reprezentowane przez model IEEE1 turbiny parowej [4]. Powiązanie równań stanu poszczególnych zespołów wytwórczych i równań napięciowo-prądowych sieci elektroenergetycznej otrzymano, stosując sieciowe wielkości względne dla równań stanu generatorów oraz poprzez transformację prądów i napięć stojana



Rys. 1. Schemat strukturalny dwuwęściowego stabilizatora systemowego PSS2A



Rys. 2. Schemat 7-maszynowego systemu elektroenergetycznego CIGRE

generatorów do wspólnego układu współrzędnych wirującego z prędkością kątową, równą średniej elektrycznej prędkości kątowej wszystkich maszyn synchronicznych, w warunkach stanu ustalonego. Wielkości względne sieciowe są określone przy przyjęciu wspólnej mocy odniesienia (mocy bazowej) dla wszystkich zespołów wytwórczych $S_{ref} = 100 \text{ MV}\cdot\text{A}$ [4].

Poliptymalizacja parametrów stabilizatora PSS2A

Ze względu na złożoność zjawisk występujących w SEE, proces optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych powinien uwzględniać wiele, czasem sprzecznych kryteriów, związanych z tłumieniem kołysań elektromechanicznych oraz z ograniczeniem zmian napięcia w poszczególnych zespołach wytwórczych, w czasie różnych zakłóceń stanu ustalonego [3, 4]. Rozwiązaniem

tego problemu może być zastosowanie optymalizacji wielokryterialnej [2, 4]. W polioptymalizacji występuje kryterium wektorowe (zamiast jednej funkcji celu), w którym można uwzględnić nie tylko różne wielkości kryterialne dla jednego wybranego stanu przejściowego (np. odchyłki mocy czy napięcia zaciskowego generatorów), ale również dodatkowe wielkości kryterialne dla różnych stanów przejściowych (np. przebiegi napięcia zaciskowego dla różnych miejsc zwarcia). Jednakże rozbudowywanie kryterium wektorowego zwiększa jego wymiar, a wynik staje się mniej czytelny. W związku z tym w niniejszym artykule ograniczono wymiar wskaźnika do 3 i analizowano stan przejściowy związany z jednym symetrycznym, przemijającym zwarcie o czasie trwania równym 0,25 s, występującym w linii L7 (oznaczenie D1 na rys. 2), przyjmując kryterium optymalizacji w następującej postaci:

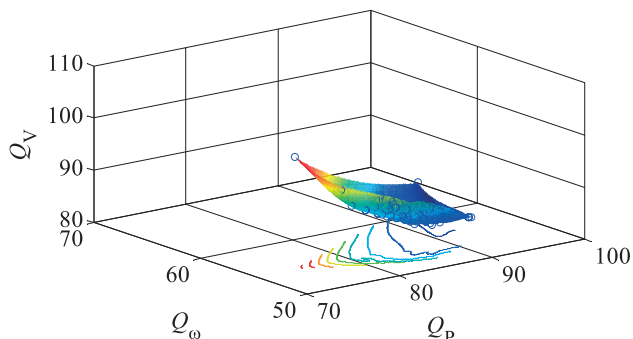
$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_\omega \\ Q_V \\ Q_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \sum_j w_{pi} |\Delta\omega_{ij}| \\ \sum_{i=1}^n \sum_j w_{pi} |\Delta V_{Tij}| \\ \sum_{i=1}^n \sum_j w_{pi} |\Delta P_{ij}| \end{bmatrix} \quad (1a)$$

gdzie:

$$w_{pi} = \frac{n_i S_{Ni}}{S_{max}} \quad (1b)$$

$\Delta\omega_{ij}$, ΔV_{Tij} , ΔP_{ij} – odchyłki prędkości kątowej, napięcia generatora oraz mocy czynnej (chwilowej) dla i -tego zespołu wytwórczego przy zwarcie D1 (rys. 2) w j -tych chwilach czasowych, n_i – liczba generatorów pracujących w i -tym zespole wytwórczym, S_{Ni} – znamionowa moc pozorna pojedynczego generatora

synchronicznego, pracującego w i -tym zespole wytwórczym, S_{\max} – znamionowa moc pozorna zespołu wytwórczego, który generuje największą moc pozorną w SEE, n – liczba zespołów wytwórczych w SEE (w SEE CIGRE $n = 7$).



Rys. 3. Trójwymiarowy zbiór kompromisów

Do optymalizacji funkcji celu (1a) wykorzystano opracowany na potrzeby badań algorytm genetyczny z kodowaniem zmienoprzecinkowym, wielokryterialną selekcją turniejową, zmodyfikowanym krzyżowaniem prostym i mutacją nierównomierną [3]. W optymalizacji przyjęto trzy składniki wektorowego wskaźnika jakości, w związku z tym wyniki optymalizacji przedstawiono

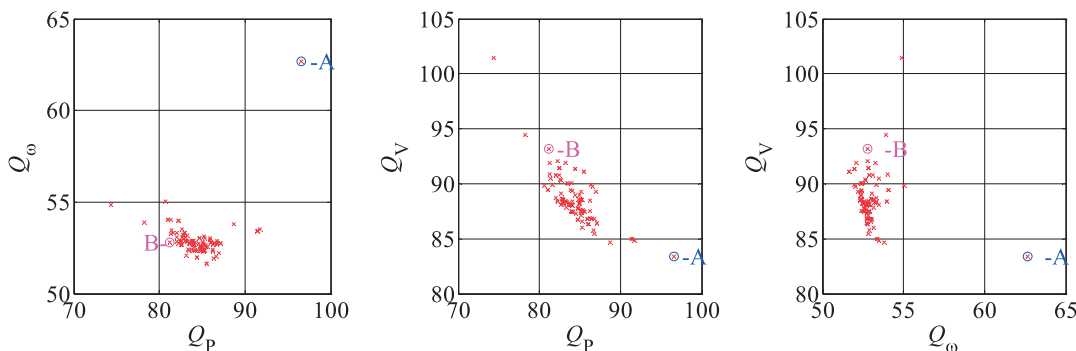
w postaci wykresu 3D (rys. 3) oraz w postaci rzutów punktów zbioru kompromisów na układy współrzędnych odpowiadające poszczególnym parom kryteriów (rys. 4).

Na rys. 5 przedstawiono przebiegi mocy chwilowej, odchyłki prędkości kątowej i napięcia zaciskowego w zespole G6 (rys. 2), przy zwarciu D1 w linii przesyłowej L7. Przebiegi te odnoszą się do wybranych punktów zbioru kompromisów, tj. punktów A i B zaznaczonych na rys. 4.

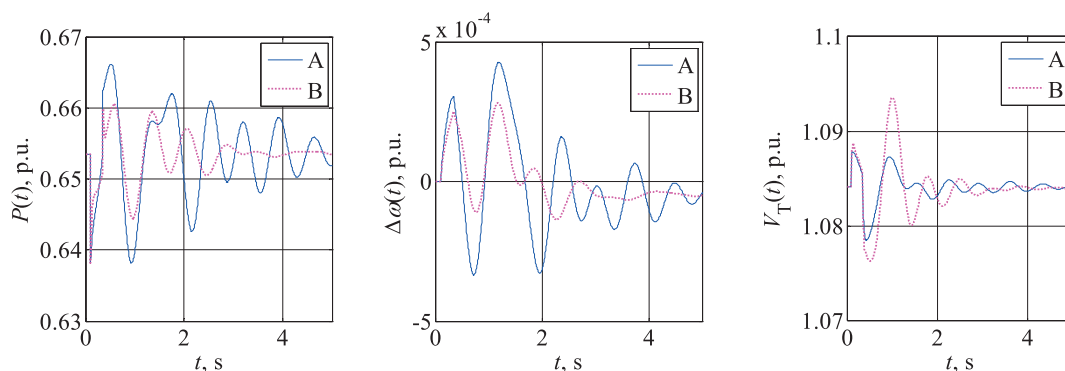
Wpływ niepewności parametrów na rozwiązanie optymalne

SEE jest obiektem dynamicznym i niestacjonarnym, przy czym zmiany parametrów często mają charakter stochastyczny. W związku z tym analiza pracy systemu wiąże się z koniecznością uwzględnienia różnych źródeł niepewności występujących w SEE [6]. Jednym z takich źródeł jest brak wiarygodnych parametrów modeli matematycznych elementów systemu. W trakcie badań symulacyjnych SEE, także przy polioptymalizacji, ważne jest określenie, w jaki sposób niepewność ta wpływa na stabilizatory systemowe o zoptymalizowanych parametrach, a ściślej – na przyjęte kryterium jakości [4, 6].

W ogólnym przypadku każda zmiana parametrów modelu matematycznego powoduje zmianę wartości przyjętego kryterium. Na potrzeby dalszej analizy wprowadzono pojęcie deformacji zbioru kompromisów pod wpływem występującej niepewności. Deformacja zbioru kompromisów jest miarą wpływu



Rys. 4. Rzuty punktów zbioru kompromisów na płaszczyzny poszczególnych kryteriów



Rys. 5. Przebiegi mocy chwilowej, odchyłki prędkości kątowej i napięcia zaciskowego zespołu wytwórczego G6 dla punktu A (linia ciągła) i punktu B (linia przerywana) zbioru kompromisów

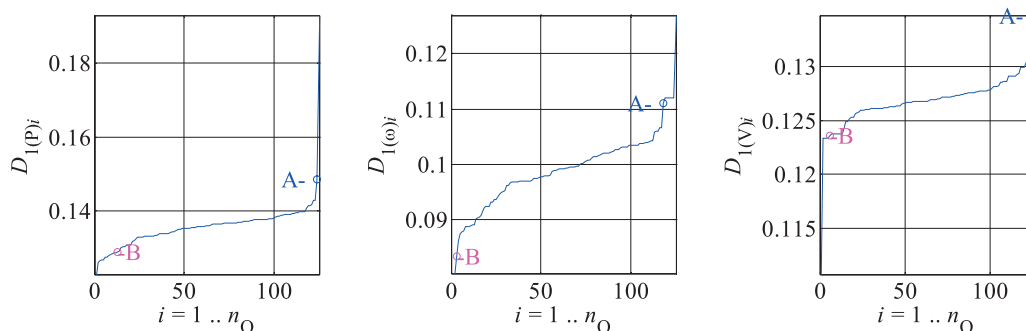
zmian parametrów modelu (niepewności parametrów) na przyjęte kryterium jakości. W celu wyznaczenia deformacji zbioru kompromisów przeprowadzono wielokrotne symulacje badanego SEE przy niezmiennych parametrach optymalizowanych stabilizatorów systemowych i zmieniających się innych parametrach systemu. Dla uproszczenia analizy przyjęto, że zmianom (niepewności) podlegają stałe czasowe modelu generatora (wyboru dokonano na podstawie analizy wrażliwości [2]) na poziomie $\pm 25\%$ w stosunku do wartości, dla której przeprowadzano optymalizację. Przy czym przyjęto nieskorelowany rozkład prawdopodobieństwa zmian parametrów.

Do ilościowej oceny deformacji zbioru kompromisów pod wpływem niepewności parametrów przyjęto pięć wskaźników dla każdego i -tego punktu zbioru kompromisów. Wskaźniki (2) do (5) są wskaźnikami opisującymi deformację pojedynczego kryterium, przy czym statystyczne wskaźniki (2) i (3) są miarą dyssypacji, a (4) i (5) są miarą tendencji centralnej. Natomiast wskaźnik (6), bazujący na mierze Euklidesowej, w sposób ogólny określa zmianę wszystkich kryteriów bez uwzględnienia kierunku tej zmiany. Wszystkie analizowane wskaźniki poprzez znak uwzględniają, czy deformacja jest poprawą, czy pogorszeniem jakości stabilizacji, przy czym wartość ujemna to poprawa jakości przy danej zmianie parametrów.

$$D_{1i} = \begin{bmatrix} D_{1(P)i} \\ D_{1(\omega)i} \\ D_{1(V)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{11i} \\ D_{12i} \\ D_{13i} \end{bmatrix}, D_{1ki} = \text{std} \left(\frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \right) \quad (2)$$

$$D_{2i} = \begin{bmatrix} D_{1(P)i} \\ D_{1(\omega)i} \\ D_{1(V)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{21i} \\ D_{22i} \\ D_{23i} \end{bmatrix}, D_{2ki} = \text{iqr} \left(\frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \right) \quad (3)$$

$$D_{3i} = \begin{bmatrix} D_{1(P)i} \\ D_{1(\omega)i} \\ D_{1(V)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{31i} \\ D_{32i} \\ D_{33i} \end{bmatrix}, D_{3ki} = \text{mean} \left(\frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \right) \quad (4)$$



Rys. 6. Uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźnika (2)

$$D_{4i} = \begin{bmatrix} D_{1(P)i} \\ D_{1(\omega)i} \\ D_{1(V)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{41i} \\ D_{42i} \\ D_{43i} \end{bmatrix}, D_{4ki} = \text{median} \left(\frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \right) \quad (5)$$

$$D_{5i} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \left\{ \text{signum} \left(\sum_{k=1}^l \frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \right) \cdot \sqrt{\left(Q_{ZK}^{(i)} - Q_D^{(j)} \right)^T \left(Q_{ZK}^{(i)} - Q_D^{(j)} \right)} \right\} \quad (6)$$

gdzie:

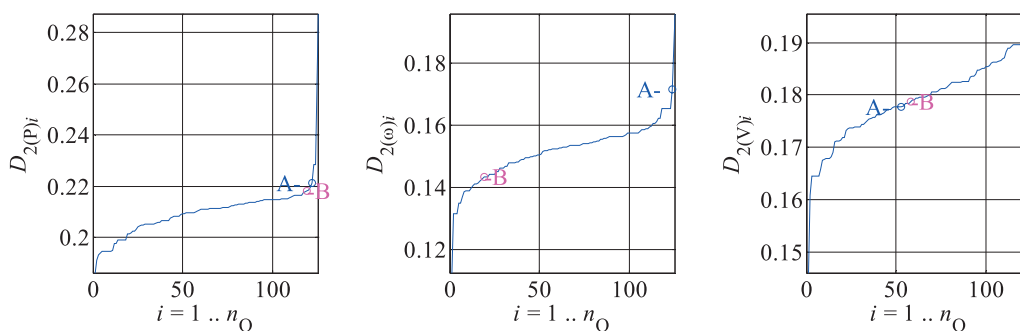
std – odchylenie standardowe, iqr – odchylenie ćwiartkowe, mean – średnia arytmetyczna, median – wartość mediany, m – liczba punktów deformacji (liczba losowanych zmian parametrów modeli generatorów), $l = 3$ – liczba optymalizowanych kryteriów, $Q_{ZKk}^{(i)}$ – wartość k -tego kryterium dla i -tego punktu zbioru kompromisów, $Q_{Dk}^{(j)}$ – wartość k -tego kryterium dla j -tego punktu deformacji.

Obliczone i uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźników dla wszystkich punktów zbioru kompromisów przedstawiono na rys. 6–10 (n_Q – liczba wyznaczonych punktów zbioru kompromisów).

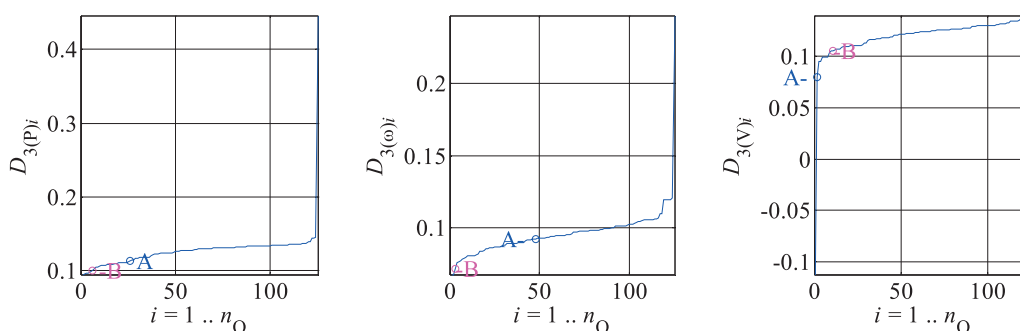
Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych analiz można wyciągnąć następujące wnioski ogólne:

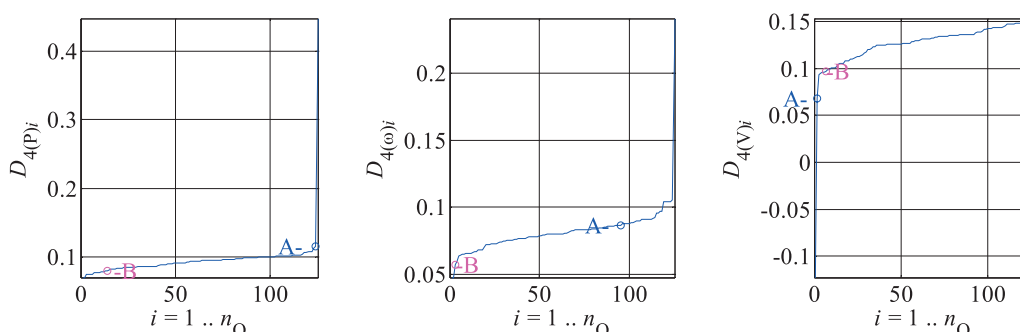
- Poprzez polioptymalizację parametrów stabilizatorów PSS2A można dobrze tłumić kołysania elektromechaniczne, bez znacznego pogorszenia przebiegów napięcia zaciskowego generatorów.
- Kryteria związane z kołysaniami elektromechanicznymi poszczególnych generatorów mają podobne właściwości. W układzie, w którym występuje duże tłumienie mocy chwilowej, również prędkość kątowna generatorów jest dobrze tłumiona (wartości kryteriów dla punktów A i B na rys. 4 oraz przebiegi na rys. 5).
- Kryteria związane z odchyłkami napięcia zaciskowego generatorów są zwykle sprzeczne z kryteriami związanymi z kołysaniami elektromechanicznymi. W przypadku, gdy dobrze tłumione są kołysania elektromechaniczne, to zwykle



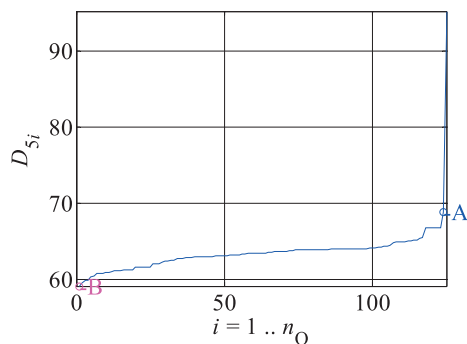
Rys. 7. Uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźnika (3)



Rys. 8. Uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźnika (4)



Rys. 9. Uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźnika (5)



Rys. 10. Uszeregowane (od najmniejszej do największej) wartości wskaźnika (6)

występują znaczne odchyłki napięcia zaciskowego generatorów i odwrotnie (rys. 4 i 5, dla punktu A i B).

- Mimo sprzeczności poszczególnych kryteriów, w zbiorach kompromisów można znaleźć przedziały, dla których występują duże zmiany wartości kryteriów Q_p i Q_ω , przy tylko niewielkich zmianach kryterium Q_v . Można więc znaleźć takie wartości parametrów PSS, przy których znacznie zwiększane jest tłumienie kołysań elektromechanicznych, przy tylko niewielkim pogorszeniu przebiegów regulacyjnych napięć generatorów.
- Istnieje możliwość doboru parametrów stabilizatorów systemowych w taki sposób, aby zmniejszyć jego podatność na zmiany parametrów SEE. W tym celu należy wziąć pod uwagę takie wartości parametrów stabilizatorów, którym odpowiadają najmniejsze wartości wskaźników deformacji.
- Większość wskaźników deformacji określających zmiany pojedynczego kryterium dla wybranych rozwiązań optymalnych jest zgodnych z tendencją wskaźnika (6) – odstępstwa

zauważalne są dla $D_{2(P)}$, $D_{2(V)}$, $D_{3(P)}$, $D_{3(V)}$, $D_{4(V)}$ (położenie punktów A i B na rys. 6–10).

- W analizowanym przypadku wartości wskaźniki prawie zawsze przyjmują wartości dodatnie dla wszystkich punktów zbioru kompromisów (wyjątkiem jest kilka rozwiązań optymalnych, dla których wskaźniki $D_{3(V)}$, $D_{4(V)}$ przyjmują wartości ujemne, rys. 8 i 9, przy dodatnich wartościach $D_{3(P, \omega)}$, $D_{4(P, \omega)}$). Wynika to z faktu, że parametry stabilizatorów w każdym z punktów zbioru kompromisów są optymalne i jakakolwiek zmiana parametrów SEE powoduje pogorszenie wskaźników jakości, a tym samym wskaźnik deformacji staje się dodatni.
- Przedstawione wskaźniki deformacji różnicującą w różny sposób rozwiązania optymalne, co wynika z odmiennego opisu statystycznych zmian deformacji. Natomiast wszystkie wskaźniki przydatne są do oceny wpływu niepewności mającej swe źródło w zjawiskach stochastycznych (np. niepewności parametrów modelu matematycznego, stanu obciążenia SEE, idp. [6]).

Przedstawione w niniejszym artykule wyniki analizy wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego SEE na rozwiązania optymalne mogą stać się podstawą do opracowania metody doboru parametrów stabilizatorów systemowych (klasycznych takich jak PSS2A i stabilizatorów odpornych [5]) zwiększających skuteczność działania stabilizatorów w układzie rzeczywistym. Wymaga to jednak dalszych badań odnoszących

się m.in. do wyboru odpowiednich zakłóceń (np. takich, które szczególnie mogą zagrozić stabilności systemu) i uwzględnieniu ich w wektorowej funkcji celu oraz wyboru najbardziej miarodajnego (różnicującego rozwiązania) wskaźnika deformacji.

BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Bialek J., Bumby D.J., Power System Dynamics: Stability and Control, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 2009.
2. Nocoń A., Paszek S., Polioptymalizacja regulatorów napięcia zespołów prądowców z generatorami synchronicznymi, Gliwice 2008.
3. Paszek S., Nocoń A., Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, Applied Mathematics and Computation, 2014.
4. Paszek S., Nocoń A., Optimisation and Polyoptimisation of Power System Stabilizer Parameters, Lambert Academic Publishing, Saarbrücken, Germany 2014.
5. Robak S., Dobór struktury, typu oraz parametrów odpornego stabilizatora systemowego urządzenia FACTS, *Przegląd Elektrotechniczny* 2009, nr 85 (8), s. 76–79.
6. Robak S., Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 84 (1), s. 54–57.

Adrian Nocoń

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.nocoon@polsl.pl

Pracuje w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Śląskiej.

Zainteresowania badawcze: analiza SEE w stanach nieustalonych, analiza pracy źródeł rozproszonych *on* i *off grid*, metody optymalizacji i polioptymalizacji z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, metody sztucznej inteligencji. Autor lub współautor 57 publikacji, w tym 3 monografii. Recenzent kilku artykułów naukowych, w tym z listy filadelfijskiej.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Dyrektor Instytutu Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Śląskiej.

Zainteresowania badawcze: analiza SEE w stanach nieustalonych, stabilność kątowna, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów i regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli jednostek wytwórczych. Autor lub współautor 171 publikacji, w tym 5 monografii. Współautor 3 podręczników akademickich. Promotor 4 rozpraw doktorskich, recenzent 3 rozpraw habilitacyjnych, 6 doktorskich i wielu artykułów naukowych.

Estimation of Influence Exerted by Uncertainties of Parameters of a Power System's Mathematical Model on PSS2A System Stabilisers

Keywords

power system, system stabilisers, polyoptimisation, parameter uncertainty

Abstract

This paper presents an analysis of the influence exerted by uncertainties of parameters of a power system's mathematical model on optimised parameters of PSS2A system stabilisers. Optimisation of system stabiliser parameters was based on polyoptimisation (multicriterial optimisation). Optimisation criteria were specified for disturbances occurring in a multi-machine power system, taking into account transients related to electromechanical hunting (instantaneous power, angular speed) and generator terminal voltage response. Optimisation was based on a genetic algorithm with floating-point coding, tournament selection, mean crossover and perturbative mutations, modified for the needs of this testing. The impact of uncertainties on the quality of operation of system stabilisers with optimised parameters has been evaluated using various deformation indexes.

Sterowanie i monitoring obiektów energetycznych wg standardu LFC

Autorzy

Dariusz Wojtanowicz
 Roman Skakowski
 Edward Ziaja

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

ARCM, LFC, SMPP, ICCP-TASE.2, IASE

Streszczenie

Artykuł przybliży zasadę działania nowego systemu rozdziału mocy LFC (ang. *Load Frequency Control*), będącego następcą systemu ARCM SOWE (automatyczna regulacja częstotliwości i mocy, ang. *Automatic Frequency and Power Control*). Większość pracy skupia się na architekturze węzła lokalnego systemu LFC autorstwa IASE sp. z o.o. Zostały tu przybliżone zagadnienia automatycznego sterowania blokami wg planów i poleceń z regulatora centralnego LFC, monitoringu pracy systemu poprzez zintegrowany moduł SMPP oraz zagadnienia związane z nowymi technologiami wykorzystywanymi przez LFC (m.in. protokół ICCP-TASE.2 [ang. *Intercontrol Center Communications Protocol*], standard IEC60870-6). Opisano także najważniejsze komponenty SRM LFC odpowiedzialne m.in. za wymianę danych z automatyką blokową, archiwizację i udostępnianie danych historycznych, zadawanie oraz podgląd aktualnych wartości regulacyjnych przesyłanych przez OSP (operator systemu przesyłowego, ang. *Transmission System Operator*).

1. Informacje ogólne, wymogi projektowe oraz krótki opis systemu LFC

LFC to wdrażany obecnie przez PSE Operator SA standard systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, którego zadaniem jest prowadzenie oraz monitoring w czasie rzeczywistym bloków energetycznych pracujących w polskiej sieci elektroenergetycznej, określanych mianem Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD, ang. *Centrally Dispatched Generating Unit*). System LFC jest następcą systemu SOWE (system operatywnej współpracy z elektrowniami, ang. *Power Plants Co-operation System*), pracuje w środowisku rozproszonym, integrując w sieci dostępne JWCD i realizując sterowania regulatora centralnego LFC (RC LFC). Każda JWCD jest autonomiczna w sieci LFC oraz uczestniczy w procesie regulacji mocy, gdy jest oficjalnie dopuszczona przez OSP do pracy w środowisku produkcyjnym LFC.

Globalna inteligencja systemu zaszyta jest w elemencie regulatora centralnego, którego zasadniczym zadaniem jest utrzymanie równowagi pomiędzy mocą wytwarzaną a aktualnym zapotrzebowaniem na nią w ramach KSE.

RC LFC komunikuje się z elektrownią za pośrednictwem węzła lokalnego systemu LFC (WL LFC).

Węzeł lokalny integruje różne rozwiązania technologiczne stosowane na terenie obiektu w taki sposób, aby było to transparentne dla RC LFC. Prowadzi dialog bezpośrednio lub pośrednio

z automatyką blokową, realizując sterowania z RC LFC oraz przekazując zwrótnie do WC SMPP aktualne wartości i stany parametrów pracy JWCD (SMPP – system monitorowania parametrów pracy, ang. *Parameters Monitoring System*). Oficjalna specyfikacja WL LFC bardzo precyzyjnie określa sposób prowadzenia konwersacji w relacji OSP \leftrightarrow WL LFC (protokół ICCP-TASE.2), nie narzuca jednak żadnych konkretnych rozwiązań projektowych co do komunikacji WL LFC z układami automatyki JWCD. Różnorodność rozwiązań technologicznych po stronie obiektu przekłada się bezpośrednio na złożoność implementacji węzła lokalnego LFC. Proces integracji SRM LFC (system rozdziału mocy, ang. *Power Distribution System*) z istniejącymi rozwiązaniami nie jest rzeczą trywialną i wymaga współpracy wszystkich zaangażowanych przedsiębiorstw w celu zbudowania niezawodnej infrastruktury łączącej każdą JWCD z RC LFC.

Wymogi projektowe stawiane węzłom lokalnym zostały sprecyzowane przez PSE Operator SA w dwóch dokumentach: „Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC” oraz „Procedura odbioru węzłów lokalnych systemu LFC w elektrowniach”.

Do najważniejszych celów projektowych OSP można zaliczyć:

- wysoką niezawodność działania całego układu
- zapewnienie redundancji typu *hot spare* (gorącej rezerwy)
- szybkie przełączanie się między trybami *master/slave* instancji serwerów SRM

- wykorzystanie protokołu ICCP-TASE.2 (standard IEC60870-6) w procesie wymiany danych z OSP (blok 1 – plany i 5-sterowania) oraz obsługa komunikacji typu RBE¹ (ang. *Report By Exception*)
- integracja w WL funkcjonalności systemu LFC i SMPP
- przejście z czasu lokalnego (w SOWE) na czas UTC (w LFC) w planach BPKD (bieżący plan koordynacyjny dobowy)
- raportowanie i rejestrowanie najważniejszych aktywności w systemie
- obsługa różnych wariantów komunikacyjnych z lokalizacjami OSP
- dostosowanie automatyki WL do wymogów LFC (regulatory turbin, systemy wizualizacji i rejestracji danych, DCS itd.)².

Z perspektywy IT system WL LFC składa się z redundantnej jednostki centralnej w postaci dwóch równorzędnych serwerów SRM_LFC1 i SRM_LFC2, komputerów klienckich zlokalizowanych u dyżurnego inżyniera ruchu elektrowni (DIRE) oraz u kierowników bloków (KB), redundantnej sieci komunikacyjnej umożliwiającej dostęp do obu instancji serwerów SRM LFC oraz sieci procesowej, służącej do komunikacji z regulatorami turbin. Komunikacja ze zdalnymi serwerami RC LFC i WC SMPP odbywa się poprzez dedykowany układ sieciowy do OSP – połączenia szeregowe (X.21, G.703) oraz szerokopasmowy WAN. Serwery WL LFC posiadają także połączenia z serwerem SOWE/EL, które umożliwiają pobieranie planów BPKD SOWE w przypadku awarii/braku planów w systemie LFC.

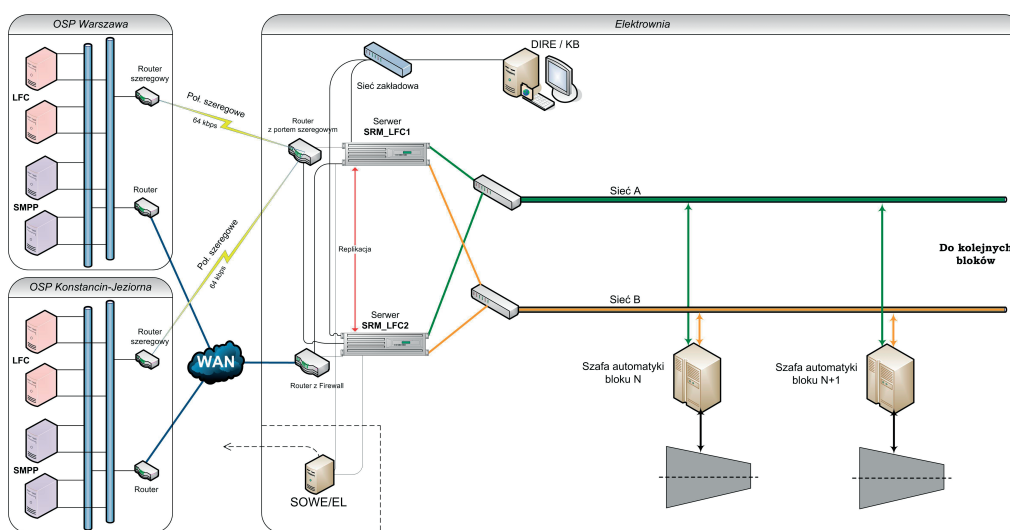
Instancje SRM LFC mają identyczne zestawy działających aplikacji i usług. W przeciwieństwie do swoich poprzedników (SOWE, ARCM) LFC jest systemem zapewniającym pełną replikację wymienianych w nim danych. Mechanizm redundancji SRM LFC

wykorzystuje autorskie rozwiązania *data exchange heartbeat*, odpowiedzialne za automatyczne i natychmiastowe przełączenie się serwerów w tryb *master/slave* po wykryciu sytuacji awaryjnej (czerwony łącznik na rys. 1). Zestawienie torów replikacji metodą *ad-hoc* pozwala na obejście pełnej infrastruktury sieciowej, co skraca czasy replikacji danych, zmniejsza awaryjność i odciąża sieci przemysłowe od generowania w nich nadmiarowego ruchu.

2. Tryby sterowania JWCD oraz integracja WL z istniejącymi układami automatyki

System LFC może realizować sterowanie blokami JWCD w następujących wariantach:

- **praca automatyczna**
 - **bez ingerencji personelu obsługującego** – wg wartości mocy zadanej na kolejne kwadransy z planów BPKD LFC oraz zgodnie z bieżącymi poleceniami regulacyjno-sterującymi z RC LFC w zakresie zadanych stanów regulacji pierwotnej i wtórnej oraz wartości mocy zadanej w paśmie regulacji wtórnej
 - **z ingerencją personelu obsługującego** – JWCD pracuje w trybie automatycznym LFC, jednak DIRE lub KB z powodów technologicznych dokonuje ręcznego ustawienia niektórych parametrów pracy. Przykładowo przy ręcznym wyłączeniu regulacji wtórnej – blok nie realizuje regulacji wtórnej, a WL LFC pomija wszystkie polecenia z RC LFC dotyczące regulacji wtórnej w JWCD
- **praca w trybie ręcznym** – JWCD nie pracuje w żadnym z wyżej wymienionych trybów automatycznych, zaś regulator turbiny realizuje wybrany przez operatora bloku program, np.: „Regulacja ciśnienia pary świeżej”, „Regulacja mocy zadanej przez operatora”, „Sterowanie ręczne”.



Rys. 1. Schemat ogólny połączeń sieciowych SRM LFC

¹ Opisane dalej w tekście.

² Wymogi PSE Operator SA dotyczące szybkości regulacji mocy w paśmie regulacji wtórnej dla bloku, to reakcja rzędu 5 sekund po stronie automatyki blokowej, zaś aktywacja całego pasma regulacyjnego nie może przekraczać 15 minut.

Poniższy schemat ilustruje przykłady rozwiązań komunikacji WL LFC z automatyką blokową, wykorzystując wejście bezpośrednie na sterownik bądź poprzez bramki MGate systemu automatyki MASTER.

3. Różnice pomiędzy systemami SOWE i LFC

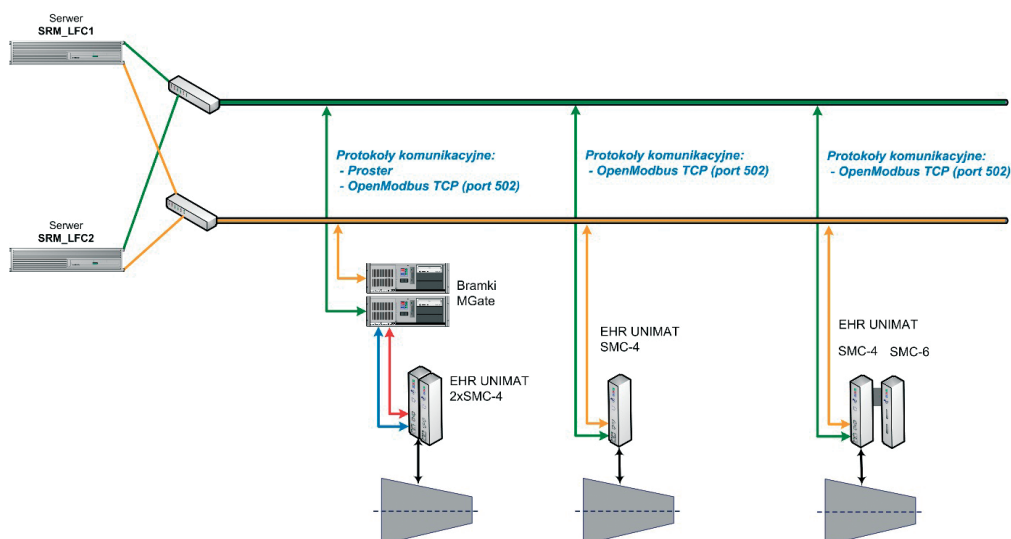
Krótkie podsumowanie najistotniejszych różnic pomiędzy systemem SOWE i LFC zawiera tab. 1.

4. Architektura oraz funkcjonalność oprogramowania SRM LFC

Implementacja SRM LFC, autorstwa IASE sp. z o.o., wykorzystuje wielowarstwową, modułarną architekturę składającą się z trzech zasadniczych poziomów bazujących na wzorcu projektowym MVC (ang. *Model-View-Controller*). Umożliwia to wyraźną i naturalną separację funkcjonalności poszczególnych elementów,

co przekłada się na przejrzystość implementacji oraz stwarza elastyczniejsze warunki do przyszłej rozbudowy. Dzięki modularnej strukturze można łatwo rozszerzyć np. część sieciową o obsługę dodatkowych protokołów komunikacyjnych bądź wzbogacić aktualne moduły archiwizacji danych o obsługę zewnętrznych źródeł magazynowania danych. Przekłada się to również na lepszą skalowalność systemu jako całości.

Warstwę komunikacyjną (kolor zielony na rys. 3) tworzą protokoły wymiany danych. Odbyna się tu dialog ze zdalnymi serwerami RC LFC oraz WC SMPP w zakresie nawiązywania i utrzymania połączeń (asocjacji ICCP), odbierania planów mocy zadanej BPKD dla JWCD oraz realizacja poleceń regulacyjno-sterujących LFC, a także zwrotne udostępnianie bieżących parametrów pracy JWCD do WC SMPP (w trybie RBE³ bądź normalnym – na żądanie z OSP). Komunikacja SRM z automatyką blokową odbywa się w jednym



Rys. 2. Przykłady połączeń SRM LFC z automatyką blokową

	SOWE	LFC
Wartość regulacji wtórnej	Sygnal Y1 (jednostka: stopnie, zakres: [-31, 31])	Pw_cmd (jednostka: MW, zakres: zależny od JWCD)
Znakowanie czasem planów BPKD	Czas lokalny	Czas UTC
Lokalizacja systemu SMPP	Zwykle wyizolowany, osobny serwer	Zintegrowany z WL LFC
Wymiana danych z OSP	Dokumenty XML, ICCP-TASE.2 w SMPP	Protokół czasu rzeczywistego ICCP-TASE.2 (LFC i SMPP)
Czas reakcji na przełączenia regulacji	Rozdzielczość planu BPKD 15 minut + czas realizacji w automatyce ~30 s	Reakcja natychmiastowa, maksymalnie 5 s zwłoki po stronie WL
Realizacja redundancji	Zimna rezerwa	Gorąca rezerwa
Architektura systemu	Rozproszona (komponenty systemu rozrzucone na kilka serwerów, co przekłada się na większą złożoność oraz dłuższe czasy reakcji)	Zwarta – całość oprogramowania na redundanym układzie serwerów WL LFC
Konfiguracja	Niejednolita	Standardowa konfiguracja protokołu ICCP-TASE.2 (format XML)
Dostęp do danych SRM	Wymaga z reguły dodatkowego oprogramowania typu <i>thin client</i> zainstalowanego na komputerze użytkownika	Praktycznie z dowolnej lokalizacji sieciowej poprzez przeglądarkę internetową – protokół HTTP(S)

Tab. 1. Różnice pomiędzy systemami SOWE i LFC

z wariantów przedstawionych wcześniej na rys. 2. Dostęp do danych SRM umożliwia usługa sieciowa (*web service*) poprzez protokół HTTP. Udostępnia ona informacje o stanach wykonywanych procesów, planach BPKD, zdarzeniach, wartościach sygnałów, przełączników i zmiennych wewnętrznych systemu. Warstwa danych (kolor niebieski na rys. 3) to warstwa pośrednicząca pomiędzy warstwą komunikacyjną a warstwą prezentacji, w której dominującą rolę pełni baza danych czasu rzeczywistego (RTDB). Działająca w architekturze *klient/serwer* RTDB składa się, replikuje oraz zarządza wszystkimi danymi pochodzącymi zarówno z zewnątrz (plany BPKD oraz sterowania z OSP), jak i z wnętrza systemu (sygnały z PLC/DCS). Aplikacje oraz procesy robocze SRM komunikują się ze sobą poprzez mechanizmy RTDB, realizując m.in. wykonywanie bieżących poleceń regulacyjno-sterujących w stronę automatyki blokowej JWCD. Warstwa prezentacji (kolor szary na rys. 3) jest odpowiedzialna głównie za wizualizację danych. W jej skład wchodzi także główna usługa WL LFC pracująca w trybie terminalowym⁴.

5. Przepływ oraz akwizycja danych

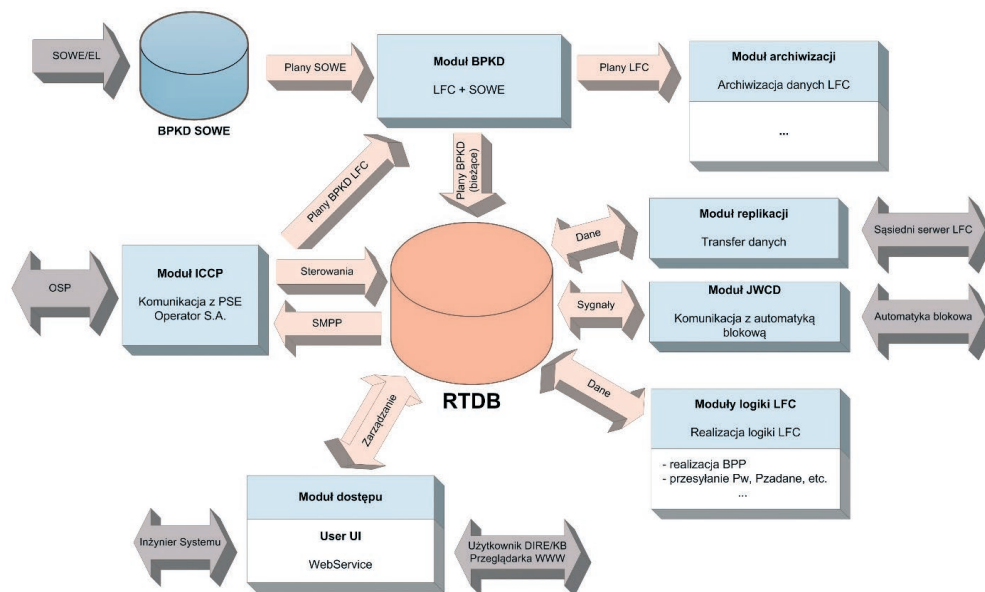
Serwery SRM pracują nieprzerwanie w trybie gorącej rezerwy (*master/slave*), wymieniając między sobą informacje statusowe (mechanizm *heartbeat*) i w razie awarii zamieniają się rolami. Krajowy serwer RC LFC może ustanowić połączenie z dowolnie wybranym serwerem WL LFC (w analogiczny sposób nawiązując połączenia serwery SMPP). Wszystkie polecenia regulacyjne oraz plany BPKD przesyłane z RC LFC do wybranego serwera SRM są replikowane na sąsiednią instancję SRM LFC. Otrzymane polecenia regulacyjne są (po ich walidacji) wysyłane do automatyki blokowej JWCD z serwera wiodącego (pracującego aktualnie



Rys. 3. Model warstwowy instancji SRM LFC

w trybie *master*). Otrzymane plany BPKD archiwizowane są w lokalnych bazach danych serwerów SRM LFC, a następnie zostają wykorzystane we właściwych kwadransach do wypracowania poleceń regulacyjnych dla konkretnych JWCD. Wymiana danych serwerów SRM LFC z urządzeniami komunikacyjnymi automatyki blokowej JWCD odbywa się dwutorowo poprzez redundantne sieci. Oba serwery SRM LFC stale utrzymują komunikację z JWCD, odczytując z automatyki blokowej bieżące parametry pracy bloków. Serwery SRM umożliwiają personelowi obsługującemu uruchomienie witryny zarządzania systemem LFC, nadzorowanie jego pracy, dokonywanie przełączania trybów pracy poszczególnych JWCD oraz zadawanie wartości ręcznych.

Rys. 4 ilustruje powyższy, uproszczony przepływ danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu LFC, podsumowując dotychczas omawianą funkcjonalność pojedynczego SRM LFC.



Rys. 4. Schemat przepływu danych wewnątrz SRM LFC

³ Dane przesyłane są przy zmianach wartości sygnałów bądź po upływie tzw. czasu integralności (w systemie LFC to 15 min bezczynności w paśmie komunikacji SMPP protokołu ICCP-TASE.2).

⁴ Tryb pracy wykorzystywany głównie w celach diagnostycznych, przy pracach wdrożeniowych i pilotażowych SRM LFC na obiektach.

Akwizycja danych w systemie jest prowadzona poprzez niezależną usługę systemową, w której następuje trendowa rejestracja zmiennych analogowych, dwustanowych oraz zdarzeń z bloków JWCD do bazy MS SQL Server (oprogramowanie MasterToDB). Dane rejestracji archiwalnej dostępne są dla OSP, a także zasilają witryny zdarzeń oraz wykresów operatorów bloków.

6. Interfejs użytkownika

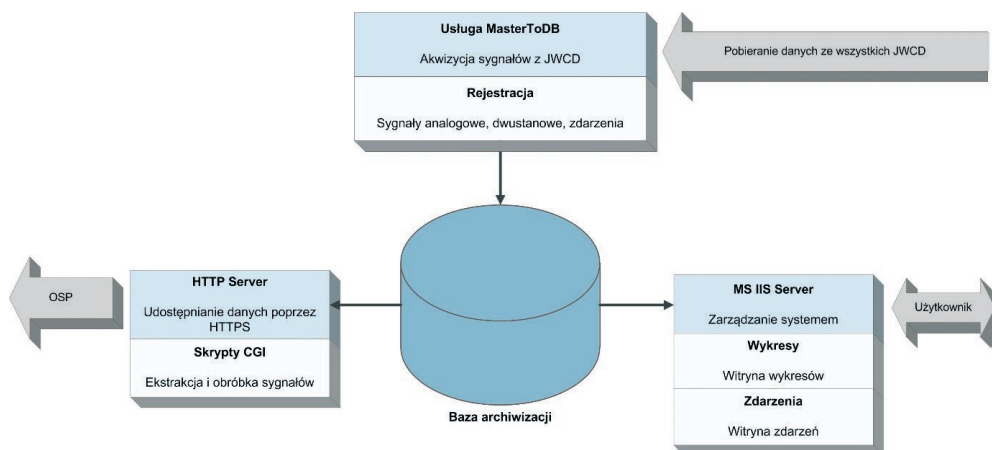
Każdy serwer SRM LFC posiada własną instancję serwera IIS, hostującego identyczny zestaw witryn sieci web zaimplementowanych w technologii ASP.NET. Poprzez interfejs WWW użytkownik uzyskuje jednoczesny dostęp do systemu LFC oraz SOWE. Po autoryzacji system automatycznie przechodzi do widoku panelu zarządzania, z którego (zgodnie z przydzielonymi uprawnieniami) użytkownik może:

- otrzymywać alarmy dotyczące niepoprawnych poleceń z RC LFC oraz problemów komunikacyjnych z OSP
- uzyskiwać bieżące informacje statusowe o stanach usług i modułów systemów LFC oraz SOWE

- przeglądać plany BPKD oraz zdarzenia bezpośrednio z automatyki blokowej
- zestawiać sygnały na wykresach i generować wykresy danych historycznych
- wybierać preferowany SRM dla danego bloku lub przełączać tryby pracy poszczególnych JWCD (tryby AUTO/RĘKA – tylko DIRE i/lub kierownicy/operatorzy bloków).

7. Rozszerzenia standardowej funkcjonalności WL LFC, autorstwa IASE sp. z o.o.

Podczas przeprowadzania prac modernizacyjnych WL LFC w elektrowniach Opole oraz Bełchatów została wydzielona usługa systemowa udostępniająca rozszerzony zestaw sygnałów podsystemu SMPP do centrali PGE GiEK w Bełchatowie. Wymiana danych odbywa się tu również w protokole czasu rzeczywistego ICCP-TASE.2. Rozwiązanie to zapewniło dodatkowy monitoring pracy systemu LFC bez nadmiernego obciążania głównych procesów SRM.



Rys. 5. Akwizycja oraz udostępnianie danych historycznych w SRM LFC



The screenshot shows the main control panel of the LFC system. At the top, there are navigation tabs for 'Regulatory turbin', 'Plany', 'L', 'S', 'Wykresy', and 'Zdarzenia REG'. The current date and time are 2013-12-04 10:16:43. Below this, there are several status indicators and buttons, including 'Alarmy', 'Iccp', 'Plany JWCD', 'Selector', 'Redundancja [R]', 'netstat', 'unimsvc', 'selector', 'sload', and 'Lubimilms'. A prominent red message reads 'Zmiana znaczników. BI: 3.4'. The main part of the screen is a table with the following columns: BLOK NR, TRYB PRACY (Srv, Dire, Oper., Reg.), MOC BPP [MW] (NASTĘPNA, REALIZOWANA), MOC ZADANA [MW], MOC RZECZYWISTA [MW], REGULACJA PIERWOTNA, REGULACJA WTORNA, POBL. TURB., TRYB A/R, and MOC ZADANA REKA [MW].

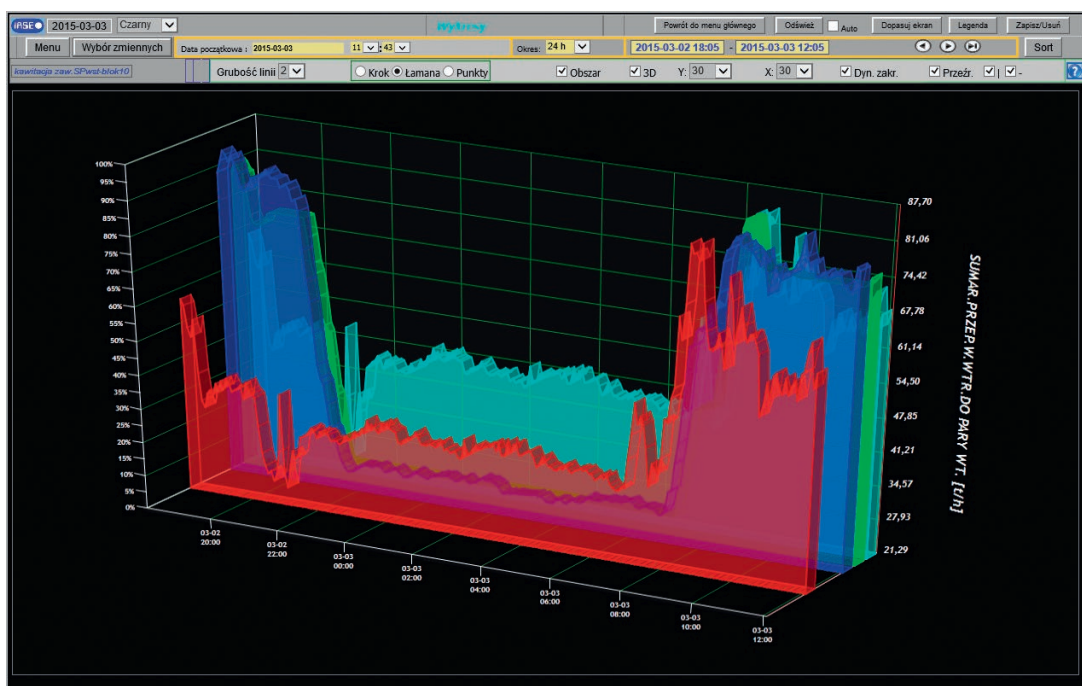
BLOK NR	TRYB PRACY				MOC BPP [MW]		MOC ZADANA [MW]	MOC RZECZYWISTA [MW]	REGULACJA PIERWOTNA	REGULACJA WTORNA	POBL. TURB.	TRYB A/R	MOC ZADANA REKA [MW]
	Srv	Dire	Oper.	Reg.	NASTĘPNA	REALIZOWANA							
1	L	L	L	A	S:350 350	S:350 350	349	349	A WYŁ	A Z ZAŁ -1	NMA	A	329
2	L	L	L	A	S:350 350	S:350 350	349	349	A WYŁ	A Z ZAŁ -1	NMA	A	362
3	L	L	L	A	S:360 360	S:360 360	359	359	A WYŁ	A Z ZAŁ -1	NMA	A	348
4	S	S	S	A	310	310	309	309	A WYŁ	A WYŁ	NMA	A	340

At the bottom, there are two status messages: '2013-12-04 10:14:31.765 - Brak połączenia ICCP z RC LFC ponad 15 min - skontaktuj się z KDM.' and '2013-12-04 09:59:32.738 - Brak aktywnych połączeń ICCP z RC LFC do serwerów WL LFC.' A 'Kwinty' button is located at the bottom right.

Rys. 6. Widok głównego panelu sterowania systemu LFC

IASE		2013-12-05		127.0.0.1		dire		Plany Lfc		Nr bloku: 2	Data: 2013-12-05	Wczoraj	Dziś	Jutro	Powrót	
Dane z bloku: 2		DZIS: realizowany														
		Wersja: Reals							Pobierz plan							
Moc L	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45
	Moc S	260	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Moc L	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00	06:15	06:30	06:45	07:00	07:15	07:30	07:45
	Moc S	240	240	240	240	240	240	272	312	352	370	370	370	370	370	370
Moc L	08:00	08:15	08:30	08:45	09:00	09:15	09:30	09:45	10:00	10:15	10:30	10:45	11:00	11:15	11:30	11:45
	Moc S	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Moc L	12:00	12:15	12:30	12:45	13:00	13:15	13:30	13:45	14:00	14:15	14:30	14:45	15:00	15:15	15:30	15:45
	Moc S	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Moc L	16:00	16:15	16:30	16:45	17:00	17:15	17:30	17:45	18:00	18:15	18:30	18:45	19:00	19:15	19:30	19:45
	Moc S	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Moc L	20:00	20:15	20:30	20:45	21:00	21:15	21:30	21:45	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45
	Moc S	370	370	370	370	370	370	330	326	326	320	280	240	240	240	240

Rys. 7. Podgląd planów BPKD



Rys. 8. Wykresy 3D: widok archiwalnej rejestracji sygnałów

Opracowany został także mechanizm sygnalizacji prac remontowych i przeglądów turbiny przez inżyniera systemu, polegający na wyłączeniu danej JWCD z komunikacji z OSP. Wszystkie wartości zwracane z JWCD w stronę OSP zostają wyzerowane oraz oznakowane jako niewiarygodne, zapobiegając przedostawaniu się przypadkowych wartości zwrotnie do OSP, z czego elektrownia może zostać rozliczona w późniejszym czasie. Polecenia regulacyjno-sterujące z OSP zostają zablokowane w SRM, zwracając status niedostępności danej JWCD. Wprowadzono również możliwość wyboru preferowanego SRM (LFC/SOWE) dla każdej JWCD z poziomu wspólnego panelu zarządzania SRM, upraszczając tym samym proces przełączania się na zapasowy SRM w przypadku wystąpienia awarii.

8. Wdrożenia i odbiory

Węzły lokalne LFC wykonane przez IASE sp. z o.o. zostały wdrożone i odebrane przez PSE Operator SA w Elektrowni Opole (obsługa czterech bloków JWCD) oraz w Elektrowni Bełchatów (obsługa 13 bloków JWCD). Wdrożenia były przeprowadzane stopniowo dla poszczególnych JWCD każdego z obiektów, tak jak i oficjalne odbiory poszczególnych JWCD przez OSP. Podczas wdrożeń wszystkie zauważone nieprawidłowości były naprawiane jeszcze przed przystąpieniem do oficjalnych testów z OSP. Część funkcjonalności została jednak zaimplementowana nieco później (tj. obsługa szybkiego przerzucania połączeń na sprawny SRM lub blokowanie wysyłania przez SMPP sygnałów z bloków odstawionych do remontu lub będących w stanie postoju).

9. Podsumowanie

Standard LFC wprowadził wiele innowacyjnych rozwiązań w stosunku do poprzednich implementacji systemów ARCM. Ciągła praca w czasie rzeczywistym zapewnia natychmiastową mobilizację dostępnych JWCD, dzięki czemu sieć KSE może szybciej osiągać stabilizację po wystąpieniu w niej zakłóceń. Protokół ICCP-TASE.2, zapewniający sprawdzoną wcześniej w systemie SMPP niezawodną transmisję danych, jest standardem transmisyjnym w wielu systemach elektroenergetycznych, co stwarza perspektywy realnej integracji LFC z tymi systemami. Standaryzacja rozwiązań technologicznych daje również nadzieję na stworzenie bardziej jednolitej globalnej infrastruktury komunikacyjnej, co może się stać nawet bodźcem do implementacji inteligentnej sieci typu Smart Grid, zdolnej do heurystycznej autorekonfiguracji w przypadku wystąpienia awarii jednego lub kilku jej elementów.

BIBLIOGRAFIA

1. PSE Operator SA, Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC, Warszawa 2011.
2. PSE Operator SA, Procedura odbioru węzłów lokalnych systemu LFC w elektrowniach, Warszawa 2013.
3. Pasiut G., Komarzyniec M., Kurzynski A., Wybrane zagadnienia w zakresie dostosowania bloków do udziału w obronie i odbudowie zasilania KSE, materiały konferencyjne, Warszawa 2007.
4. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE (wersja 2.2, poziom E), 2004.

Dariusz Wojtanowicz

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: dariusz.wojtanowicz@iase.wroc.pl

Absolwent Wydziału Informatyki i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej. Od 2011 roku pracuje w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. we Wrocławiu, obecnie na stanowisku specjalista inżynierjno-techniczny. Zajmuje się rozwojem oraz optymalizacją oprogramowania automatyki systemu MASTER, jest współtwórcą opracowanego w Instytucie systemu rozdziału mocy LFC.

Roman Skakowski

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: roman.skakowski@iase.wroc.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego wyższej uczelni ХИМЭСХ w Charkowie na Ukrainie. Doktorat uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej. Od 1996 roku pracuje w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, obecnie na stanowisku kierownika Zakładu Informatyki Elektroenergetycznej. Specjalizuje się w rozwoju polskiego systemu automatyzacji MASTER, jest współtwórcą systemu nadrzędnego MASTER oraz opracowanego w Instytucie systemu rozdziału mocy LFC dla polskich elektrowni.

Edward Ziaja

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Prezes zarządu w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Wrocławskiej. Autor i współautor 3 patentów oraz wzorów użytkowych oraz laureat 8 nagród rektora za działalność naukową i wynalazczą na Politechnice Wrocławskiej. Autor i współautor wdrożeń 10 patentów w elektroenergetyce polskiej oraz ponad 30 prac publikowanych w prasie branżowej.

Control and Monitoring of Power Facilities as Per LFC Standard

Keywords

ARCM, LFC, SMPP, ICCP-TASE.2, IASE

Abstract

The article brings closer the principle of operation of the new power distribution system, LFC, being the successor of the ARCM SOWE system. The majority of the study is concentrated on the architecture of the local LFC system node authored by IASE Sp. z o.o. there have been brought closer, here, the problems of automatic unit control in accordance with the plans and commands from the central LFC controller, of the system operation monitoring via the integrated SMPP module as well as the problems connected with the new technologies employed by LFC (the protocol ICCP-TASE.2 and the standard IEC60870-6, among other things). There have been also described the most important components, SRM LFC, responsible, among others, for the exchange of data with the unit automation, archiving and making available the historical data, setting and viewing of the current automatic control values transmitted by OSP.

Nowe technologie w systemach elektroenergetycznych

- INTELIGENTNE SENSORY PRĄDOWE JAKO ELEMENT SIECI SMART GRID
Andrzej Nowakowski, Paweł Wlazło, Radosław Przybysz 225
- NOWA JAKOŚĆ POMIARU PRĄDÓW ZA POMOCĄ SENSORÓW PCB W ROZDZIELNICACH ENERGETYCZNYCH
Aleksander Lisowiec, Andrzej Nowakowski, Paweł Wlazło 233
- ROZDZIELNICA INTELIGENTNA ŚREDNICH NAPIĘĆ JAKO ELEMENT SIECI SMART GRID
Janusz Ropa, Jan Olak, Wiesław Jałmużny, Paweł Wlazło 240
- OPTIMALNY DOBÓR PARAMETRÓW ELEKTROCHEMICZNEGO MAGAZYNU ENERGII
Jarosław Korpikiewicz 248
- SYSTEMY GIS I AMI JAKO ŹRÓDŁA DANYCH DO POPRAWY EFEKTYWNOŚCI PRACY SIECI,
WYNIKI BADAŃ W OBSZARZE PILOTAŻOWYM
Sławomir Noske, Dominik Falkowski 256
- KORPORACYJNE SYSTEMY MONITOROWANIA JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
Wiesław Gil, Przemysław Wronek 262
- TESTING SITUATION AWARENESS NETWORK FOR THE ELECTRICAL POWER INFRASTRUCTURE
Rafał Leszczyzna, Robert Małkowski, Michał R. Wróbel 270

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Inteligentne sensory prądowe jako element sieci Smart Grid

Autorzy

Andrzej Nowakowski
 Paweł Wlazło
 Radosław Przybysz

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

Smart Grid, inteligentny sensor prądu, zasilanie autonomiczne, przetwornik prądowy, synchronizacja czasowa

Streszczenie

Ciągły rozwój systemów teleinformatycznych, zwłaszcza przemysłowych sieci Ethernet wykorzystujących protokół IEC-61850, pozwala na budowę rozproszonych sieci sensorycznych do kontrolowania i monitorowania chwilowego stanu pracy infrastruktury elektroenergetycznej. W prezentowanej publikacji przedstawiono budowę inteligentnego sensora prądu jako jednostki Measurement Units (MU) sieci Smart Grid. Omówiono budowę poszczególnych bloków sensora oraz sposób synchronizacji przetwornika analogowo-cyfrowego za pomocą wzorcowego sygnału znaczników czasu UTC. Przedstawiona metoda pozwala na synchronizację inteligentnych sensorów prądowych z dokładnością lepszą od 1 μ s. Przedstawiona innowacyjna metoda i układ synchronizacji charakteryzuje się wysokim poziomem odporności na zanik i atak na referencyjny sygnał czasu. Budowa urządzenia pomiarowego MU została oparta na platformie z wbudowanym systemem operacyjnym Linux, a jako element pomiarowy prądu wykorzystano bezrdzeniowy przetwornik pracujący na zasadzie cewki Rogowskiego. Połączenie między przetwornikiem prądowym a jednostką centralną jest wykonane za pomocą łącza światłowodowego. Wbudowany serwer IEC-61850 udostępnia dane o wartościach skutecznych i harmonicznych oraz próbkach sygnału. Zaprezentowane rozwiązanie inteligentnych przetworników prądu oprócz zastosowania jako układu MU daje również nowe możliwości w konstrukcji rozdzielni, m.in. umożliwia umieszczenie autonomicznych sensorów prądowych ze znacznej odległości od innych urządzeń rozdzielni i sterowników polowych.

Wstęp

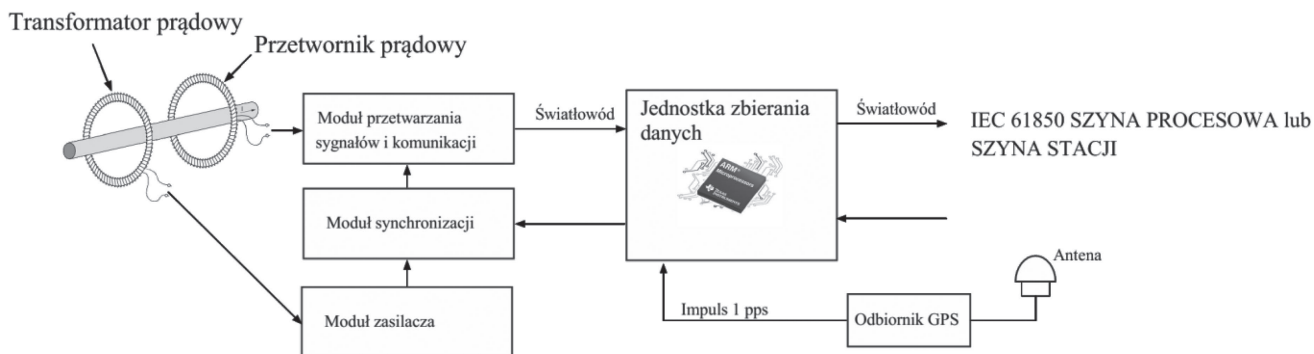
Nowoczesne inteligentne sensory prądu stopniowo zastępują tradycyjne rozwiązania przekładników prądowych. Sensory budowane w technologii obwodów drukowanych zawierają przetwornik prądowy działający na zasadzie cewki Rogowskiego oraz zintegrowany z nim układ elektroniczny. Przetwornik prądowy charakteryzuje wysoka liniowość przetwarzania, dynamika oraz szerokie pasmo częstotliwości pracy i bardzo duża powtarzalność parametrów elektrycznych. Zintegrowany układ przetwarzania sygnałów, autonomiczny układ zasilania i moduł komunikacji pozwalają na realizację koncepcji Smart Grid, która umożliwia monitorowanie chwilowego stanu pracy sieci elektroenergetycznej. Dane wysłane przez inteligentny sensor są agregowane przez jednostkę zbierania danych (ang. *merging unit*) i po oznaczeniu znacznikiem czasu są dostępne dla inteligentnych urządzeń elektronicznych (ang. *intelligent electronic device*) np.: sterowniki polowe, analizatory jakości energii elektrycznej (ang. *power quality analyzer*) oraz dla urządzeń wyznaczających synchronofazory (ang. *phasor measurement unit*).

Budowa inteligentnego sensora prądu

Na rys. 1 przedstawiono schemat blokowy inteligentnego sensora prądu. Głównymi modułami są: przetwornik prądowy, moduł przetwarzania sygnałów oraz synchronizacji, komunikacji i zasilania. Jednostka zbierania danych również została pokazana, ponieważ inteligentny sensor prądu komunikuje się z nią bezpośrednio. Zasada działania przetwornika prądowego została opisana w [1]. W prezentowanym artykule skupiono się na budowie części elektronicznej sensora.

Moduł przetwarzania sygnałów i komunikacji

Moduł przetwarzania sygnałów zawiera: filtr antyaliasingowy, wzmacniacz, przetwornik A/C oraz dodatkowy układ formowania danych pomiarowych. Wzmacniacz wejściowy w połączeniu z przetwornikiem A/C musi zapewnić wysoką dynamikę przetwarzania w celu pokrycia całego żądanego zakresu pomiarowego, który może wynosić od pojedynczych amperów do kiloamperów. Zapewnienie odpowiedniej dynamiki przetwarzania

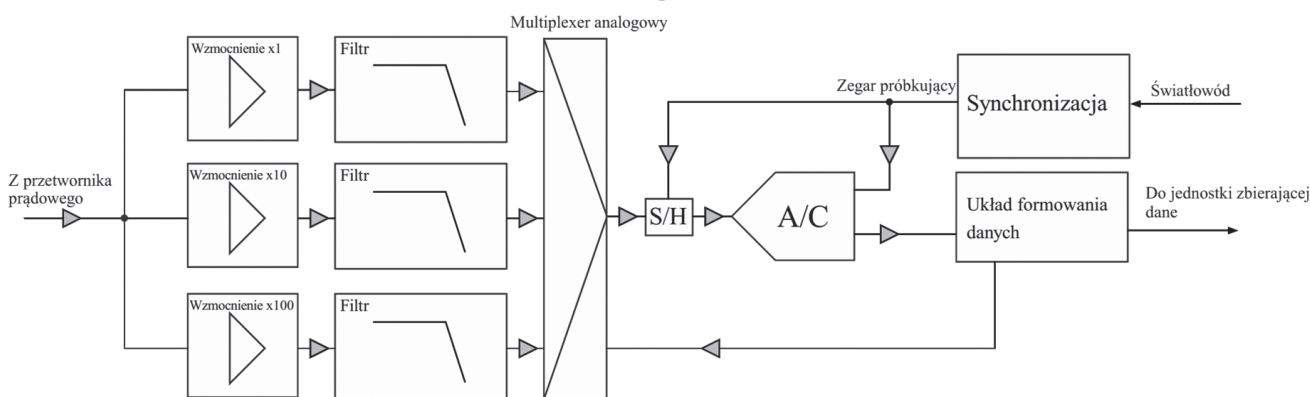


Rys. 1. Schemat blokowy inteligentnego sensora prądu podłączonego do jednostki zbierającej dane

jest podstawowym wyzwaniem przy budowie sensora prądu. Przetwornik A/C jest połączony dodatkowo z układem formowania danych pomiarowych do celów transmisyjnych. Moduł transmisji zamienia dane z postaci elektrycznej na postać impulsów świetlnych. Schemat blokowy opisanego powyżej układu APSP przedstawiono na rys. 2.

Wyjście analogowe z przetwornika prądowego jest podłączone do trzech wzmacniaczy operacyjnych o wzmacnieniu 1, 10

i 100 V/V, które zapewniają wysoką dynamikę pomiaru z przetwornika prądowego [3]. Wyjście każdego ze wzmacniaczy jest połączone z wejściem 3-rzędowego filtra dolnoprzepustowego w celu ograniczenia maksymalnego spektrum częstotliwości sygnału przekazywanego na wejście przetwornika A/C. Każda sekcja filtra zawiera dwa połączone kaskadowo wzmacniacze operacyjne. Sygnał z bloków filtrów jest podłączony do wejścia 16-bitowego przetwornika A/C za pomocą wewnętrznego



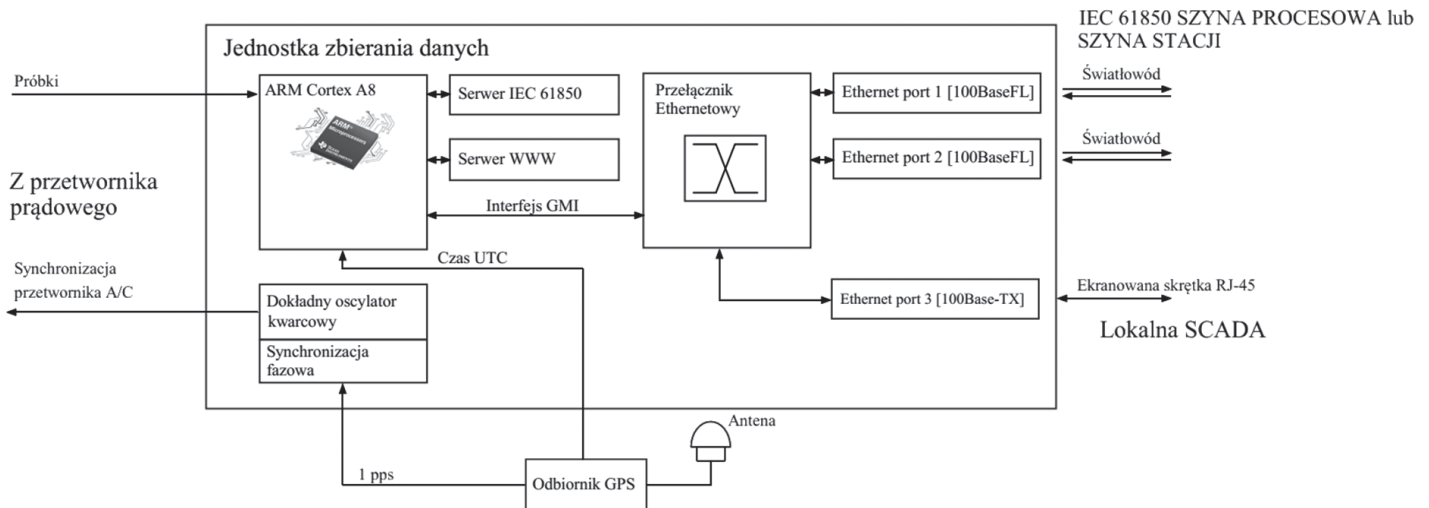
Rys. 2. Schemat blokowy układu przetwarzania sygnałów i modułu komunikacyjnego

multiplexera analogowego. Każdy kanał jest próbkowany i zapamiętywany synchronicznie z impulsami zegarowymi generowanymi przez moduł synchronizacji. Po przetworzeniu zapamiętane próbki sygnału są przesyłane do jednostki zbierania danych za pomocą łącza światłowodowego. Dane przesyłane są synchronicznie z opadającym zboczem sygnału zegarowego. Transmitowane dane zawierają 24-bity na każdą próbkę.

Jednostka zbierania danych

Jednostka zbierania danych, będąca zewnętrznym modułem dla inteligentnego sensora, ale pełniąc kluczową rolę dla jego działania, została zaprojektowana w oparciu o nowoczesny 32-bitowy mikroprocesor ARM Cortex A8. Moduł komputera zawiera pamięć DDR o pojemności 512 MB i NAND Flash 16 GB

oraz jednostkę centralną działającą z częstotliwością 1 GHz. Mikroprocesor Cortex A8 charakteryzuje małe zapotrzebowanie na moc elektryczną oraz duża moc obliczeniowa, która jest wystarczająca do prawidłowego działania systemów operacyjnych Linux, Android, Windows CE oraz QNX. Serwer IEC 61850 został zaimplementowany w oparciu o zewnętrzną bibliotekę języka C++. Standard IEC 61850 wymaga dużej przepustowości łącza oraz krótkich czasów transmisji danych, zwłaszcza dla usługi SMV (ang. *Sampled Measured Values*). Dlatego wybrano mikroprocesor ARM Cortex A8 jako jednostkę centralną modułu zbierania danych. Zgodnie ze specyfikacją IEC 61850, wymiana danych pomiędzy jednostką zbierającą dane i innymi urządzeniami w sieci Ethernet powinna być realizowana przy użyciu łącz światłowodowych, które zapewniają wysoką odporność



Rys. 3. Schemat blokowy jednostki zbierającej dane

na zakłócenia elektromagnetyczne oraz szybką wymianę danych między węzłami sieci. W prezentowanym rozwiązaniu wykorzystano do tego celu przełącznik ethernetowy. Przełącznik zamienia sygnały interfejsu GMI mikroprocesora w sygnał optyczny standardu 100BaseFL oraz zapewnia sprzętowe przełączanie portów ethernetowych.

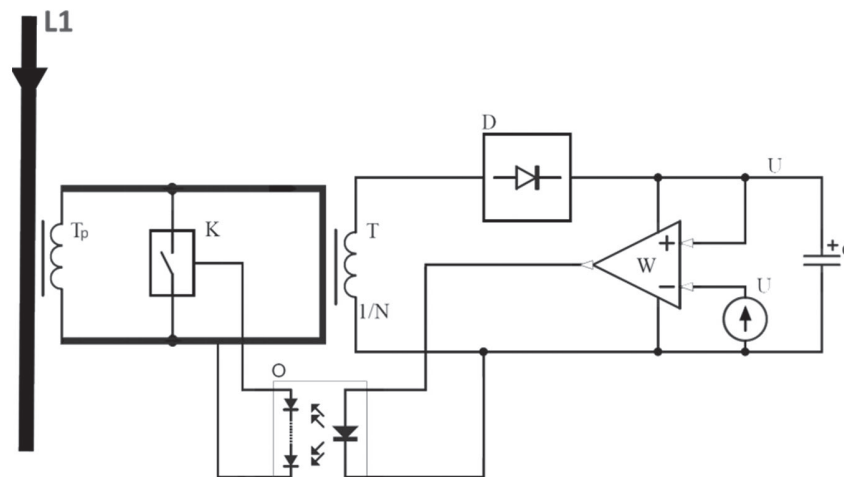
Dodatkowo moduł jednostki zbierania danych generuje sygnał synchronizujący dla przetwornika A/C inteligentnego sensora. Sygnał ten jest uzyskiwany z wysokostabilnego oscylatora kwarcowego, synchronizowanego fazowo do impulsów 1 pps odbiornika GPS.

Próbki zebrane przez inteligentny sensor są przesyłane do modułu zbierania danych na bieżąco. Każda odebrana próbka jest oznaczana stemplem czasowym czasu UTC. Odebrane dane są gromadzone w serwerze IEC 61850 i są wysyłane przez usługę SMV (ang. *Sampled Measured Values*) do innych urządzeń w sieci. Dodatkowo zgromadzone dane są wyświetlane przez

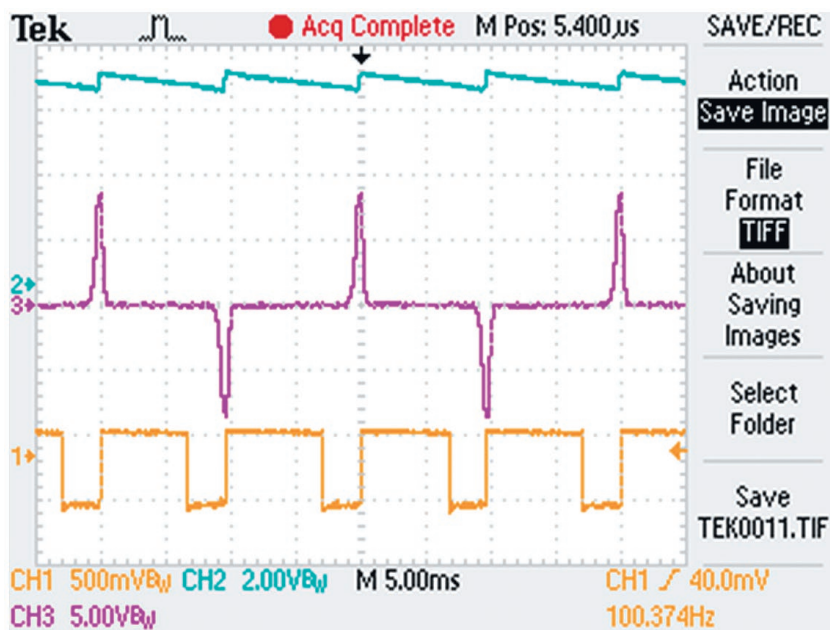
wbudowany serwer WWW. Jednostka wysyła dane zgodnie z blokiem kontrolnym 01 (MSVCB01). Jednostka zbierania danych w zależności od konfiguracji może używać portu ethernetowego 1 lub 2. Schemat blokowy układu opisanego powyżej przedstawiono na rys. 3.

Moduł zasilania

Głównym problemem wszystkich urządzeń elektrycznych jest ich zasilanie. W inteligentnych sensorach prądu ten problem jest bardziej skomplikowany. Sensor jest instalowany nad kablami wysokiego napięcia i wymagane jest zapewnienie wysokiego napięcia izolacji pomiędzy podzespołami elektronicznymi a kablami. Żeby rozwiązać ten poważny problem, w prezentowanym układzie zastosowano zasilacz prądowy, który działa na zasadzie prądów operacyjnych. Główną zaletą tego rozwiązania jest to, że energia potrzebna do działania pozyskiwana jest z prądów mierzonych i nie ma konieczności stosowania dedykowanych zewnętrznych źródeł zasilania. To rozwiązanie jest



Rys. 4. Układ zwieracza dużych prądów



Rys. 5. Oscylogramy układu zasilania z prądów

niezależne od źródeł zasilania oraz zapewnia wysokie napięcie izolacji.

Projektowanie zasilacza prądowego jest zadaniem wymagającym. Zasilacz powinien działać w szerokim zakresie prądów mierzonych. Zakres ten powinien wynosić od 1 A do nawet 1000 A. Prąd z dolnego zakresu jest wystarczający do prawidłowego działania zasilacza, ale prąd z górnego zakresu wymaga rozpraszania dużej ilości mocy, ciepła generowanego wskutek wzrostu napięcia na wyjściu przekładnika prądowego. Pomysł rozwiązania układu zmniejszającego ilość mocy do rozproszenia przedstawiono na rys. 4. Pomysł ten został opatentowany [4].

Kiedy wartość prądu przekroczy wartość optymalną, wyjście przekładnika prądowego jest cyklicznie zwierane, co minimalizuje ilość mocy do rozproszenia. Łącznik K o bardzo małej wartości rezystancji w stanie przewodzenia R_{DS} jest kontrolowany przez układ elektroniczny, który monitoruje napięcie na kondensatorze C. Kiedy napięcie spadnie poniżej wartości progowej, łącznik jest otwierany, a kondensator doładowywany. Im większy płynie prąd po stronie pierwotnej przekładnika, tym węższe impulsy doładowujące są generowane. Przykładowy oscylogram sygnałów układu przedstawiono na rys. 5, gdzie:

niebieski – napięcie na kondensatorze C

fioletowy – impulsy doładowujące

pomarańczowy – impulsy sterujące łącznikiem K.

Zgodnie z wyżej przedstawionym opisem, głównym problemem zasilania z prądów jest moc rozpraszana w łączniku K. Wymagane jest zatem zastosowanie odpowiednich metod do rozproszenia powstałego ciepła, np. zastosowanie radiatorów czy wymuszenie ruchu powietrza chłodzącego. Przykładową realizację konstrukcji zasilacza prądowego z zamontowanymi radiatorami na kluczach MOSFET przedstawiono na fot. 1. Wyniki badań laboratoryjnego

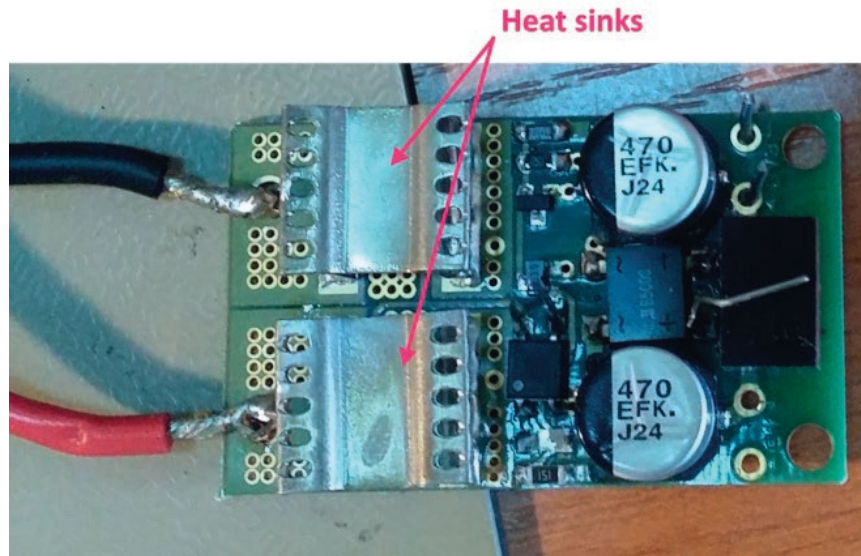
modelu zasilacza przedstawiono w tab. 1 i na fot. 2. Niska wartość temperatury potwierdza wysoką sprawność przetwarzania energii.

Moduł synchronizacji

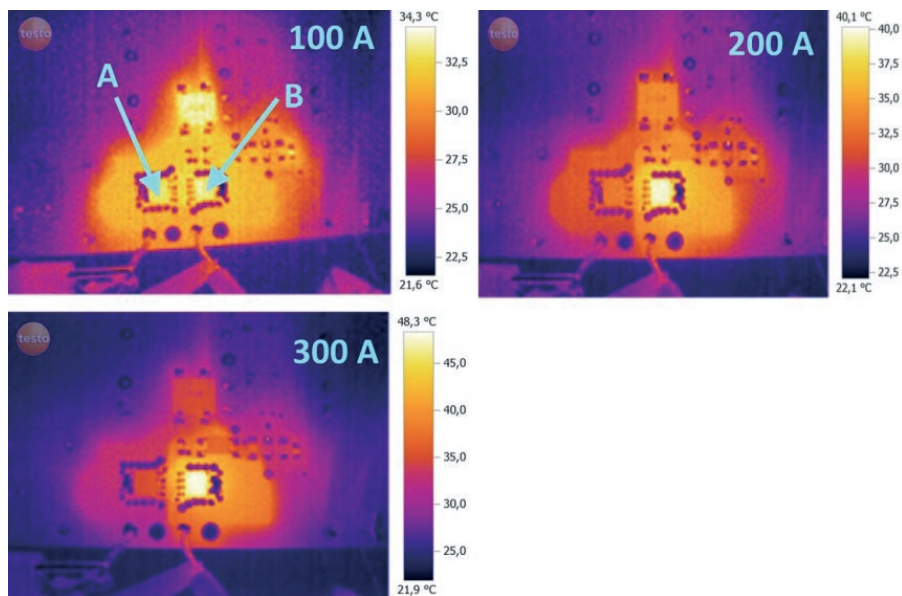
Inteligentny sensor prądu dostarcza dane pomiarowe w postaci cyfrowych próbek synchronizowanych ze skalą czasu UTC. Wymagana dokładność synchronizacji zależy od aplikacji odbierającej dane. Dla urządzeń zabezpieczeniowych dokładność kilku mikrosekund jest wystarczająca, ale dla układów wyznaczających synchronofazowy nie może być gorsza niż 1 μ s.

Żeby dostarczyć synchronizowaną czasowo cyfrową próbkę mierzonego sygnału, sensor prądowy musi być taktowany precyzyjnym sygnałem zegarowym, synchronizowanym do skali czasu UTC. Sygnał może być generowany zewnątrz, np. w jednostce zbierającej dane, lub wewnątrz, jeżeli sensor jest taktowany sygnałem 1 pps z odbiornika GPS. Jest kilka metod pozwalających na generację impulsów próbkujących, synchronizowanych do skali czasu UTC. Wszystkie one bazują na podziale częstotliwości sygnału pozyskanego z wysokostabilnego oscylatora kwarcowego i synchronizowaniu podzielonego sygnału lub oscylatora do referencyjnego znacznika czasu UTC.

Na rys. 6 przedstawiono prosty układ realizujący wyżej opisaną metodę. Układ składa się z wysokostabilnego oscylatora kwarcowego, licznika oraz układu generującego krótki impuls zerujący licznik w momencie narastania zbocza sygnału 1 pps odbiornika GPS. Częstotliwość oscylatora kwarcowego f_q musi być całkowitą wielokrotnością częstotliwości próbkującej f_s . To rozwiązanie układowe ma dwie wady. Pierwszą jest to, że wyjście licznika w momencie kasowania jest obciążone fluktuacją w relacji do poprzedniego impulsu ze względu na fakt, że generator kwarcowy nie jest zsynchronizowany z sygnałem 1 pps odbiornika



Fot. 1. Zasilacz prądowy



Fot. 2. Temperatura układu dla 100, 200, 300 A prądu strony pierwotnej

Prąd strony pierwotnej [A]	Punkt A	Punkt B
100	33,2°C	33,1°C
200	33,5°C	40,1°C
300	35,1°C	48,3°C

Tab. 1. Temperatura w wybranych punktach (temperatura otoczenia 25°C)

GPS. Następną wadą rozwiązania jest fakt, że zanik sygnału 1 pps powoduje szybką utratę synchronizacji sygnału próbkującego. Dla kwarcu o dokładności 10^{-7} w stosunku do częstotliwości nominalnej po 10 sekundach skumulowany błąd odstrojenia fazy częstotliwości próbkującej przekroczy $1 \mu\text{s}$. Zaprezentowany układ z rys. 6 może być w prosty sposób zaimplementowany w APSP. Wystarczy zastosować oscylator kwarcowy w małej obudowie i małym zapotrzebowaniu na energię. Przykładowe rozwiązanie przedstawiono na rys. 7.

Omówione powyżej rozwiązanie może zostać udoskonalone poprzez dodanie synchronizowanego oscylatora kwarcowego.

Użycie impulsów 1 pps jako sygnału referencyjnego pozwala na dostrojenie częstotliwości pracy kwarcu do wartości nominalnej z dokładnością lepszą niż 10^{-10} . W przypadku zaniku sygnału 1 pps impulsy synchronizujące na wyjściu licznika pozostają dostrojone czasowo do skali czasu UTC z dokładnością nie gorszą niż $1 \mu\text{s}$, przez okres zależny głównie od temperatury i współczynnika starzenia oscylatora. W praktyce możliwe jest utrzymanie dokładności $1 \mu\text{s}$ przez okres kilku godzin. Takie rozwiązanie wymaga jednak oscylatora kwarcowego o bardzo dużej stabilności. Oscylatory tego typu są duże i wymagają znacznego prądu zasilania. Impulsy generowane z opisanego układu nie wykazują fluktuacji w momencie zerowania licznika, ponieważ wysokostabilny oscylator kwarcowy jest synchronizowany częstotliwościowo i fazowo do czasu UTC. Opisane rozwiązanie wymaga jednak skomplikowanych algorytmów synchronizacji. Dodatkową zaletą jest to, że impulsy próbkowania mogą być precyzyjnie przesunięte w fazie w relacji do impulsów 1 pps, w celu skompensowania opóźnienia przetwarzania sygnału w torze pomiarowym.

Laboratoryjny model inteligentnego sensora prądu

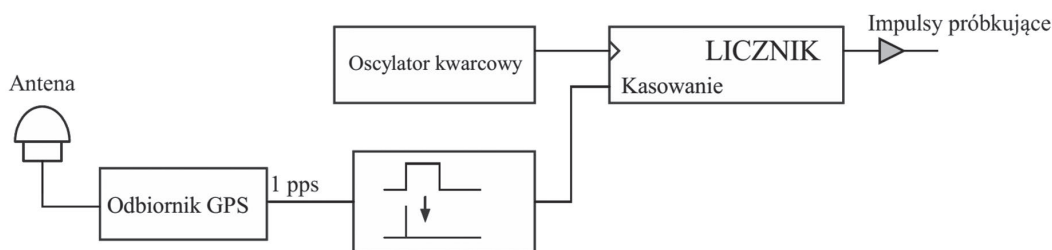
Na fot. 3 przedstawiono laboratoryjny model inteligentnego sensora prądu. Sensor składa się z przetwornika prądowego HDI [2], układu przetwarzania sygnałów oraz modułu komunikacji:

1. przetwornik prądowy HDI, działający na zasadzie cewki Rogowskiego
2. moduł komunikacji oraz przetwarzania sygnałów
3. łącza światłowodowe.

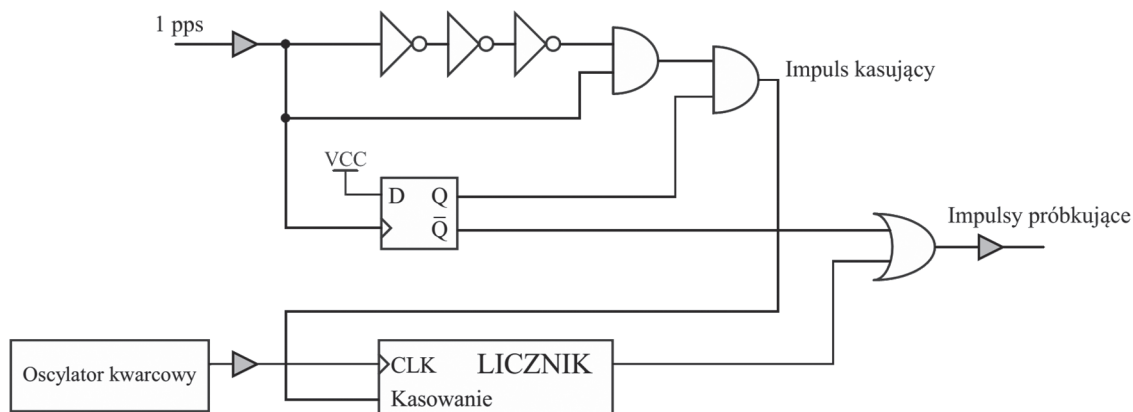
Na fot. 4 przedstawiono moduł zasilacza wraz z przekładnikiem prądowym CT oraz kabel testowy:

4. moduł zasilacza
5. przekładnik prądowy CT
6. kabel testowy.

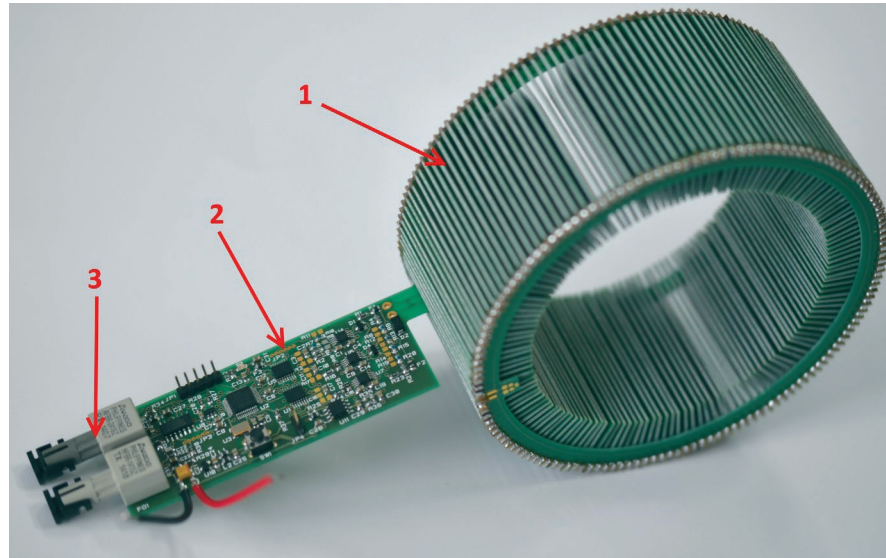
Współczynnik przetwarzania (czułość) przetwornika prądowego HDI wynosi 4 mV/A , a pasmo częstotliwości pracy 20 kHz . Moduł zasilacza dostarcza $0,3 \text{ W}$ mocy i pracuje w zakresie prądów od 10 A do 1000 A w odniesieniu do strony pierwotnej przekładnika prądowego. Częstotliwość wysłania danych SMV wynosi $10\,000$ próbek/s. Dane wysyłane są w paczkach po 8 próbek



Rys. 6. Schemat blokowy układu synchronizacji



Rys. 7. Przykładowy schemat układu synchronizacji



Fot. 3. Model laboratoryjnego inteligentnego sensora prądu

każda, w celu minimalizacji wykorzystania przepustowości pasma sieci.

Podsumowanie

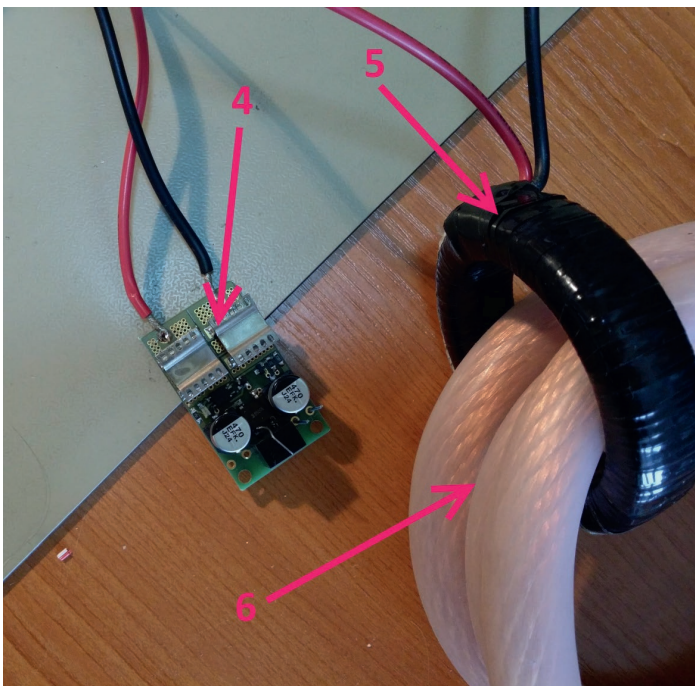
Zaprezentowany nowy inteligentny sensor prądu jest znaczącym krokiem w realizacji koncepcji Smart Grid w sieci elektroenergetycznej. Sensor wykorzystuje energię pobraną z prądów

mierzonych do własnego zasilania. Sensor prądu wysyła dane zgodnie z protokołem IEC 61850 i usługą SMV. Zaprezentowane rozwiązanie charakteryzuje się unikatową metodą synchronizacji częstotliwości próbkowania do skali czasu UTC. Metoda ta jest bardzo odporna na przerwy i zanik sygnału 1 pps pozyskiwanego z odbiorników GPS lub lokalnego generatora czasu. Ta właściwość jest krytyczna dla poprawnego działania inteligentnych urządzeń (ang. *intelligent electronic device*) oraz jest kluczem do bezpieczeństwa w przyszłych sieciach Smart Grid.

Ta praca powstała w ramach projektu (PBS1/B4/2/2012) finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

BIBLIOGRAFIA

1. Lisowiec A., Wpływ konstrukcji cewki Rogowskiego w technologii PCB na dokładność pomiaru prądu, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 7, s. 199–202.
2. Lisowiec A., Nowakowski A., Parametry częstotliwościowe przetworników prądowych wykonanych w technologii PCB HDI, *Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa* 2014, nr 5(519), s. 11–17.
3. Lisowiec A., Kołodziejczyk Z., Wzmacniacz sygnałów wyjściowych przetworników bezrdzeniowych o dużej impedancji wejściowej, *Elektronika* 2014, nr 7, s. 76–80.
4. Kowalski G., Układ zasilania prądem operacyjnym, patent: Pat. 206 274.



Fot. 4. Moduł zasilania

Andrzej Nowakowski

dr hab. inż., prof. nadzw. ITR

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: andrzej.nowakowski@itr.org.pl | www.itr.org.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej. Pracuje na stanowisku zastępcy dyrektora Instytutu ds. Badawczo-Rozwojowych. Autor ok. 150 publikacji i 25 patentów oraz wielu nowatorskich rozwiązań wdrożonych w energetyce z zakresu mikroprocesorowych urządzeń EAZ i systemów teleinformatycznych.

Paweł Wlazło

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: pawel.wlazlo@itr.org.pl | www.energetyka.itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej (1993), kierunku automatyka. Autor wielu publikacji naukowych, w tym 9 opublikowanych w 2014 roku. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z teleinformatyką urządzeń EAZ, logiką użytkownika w sterownikach polowych, sieciami Smart Grid, a także przemysłową i medyczną aparaturą pomiarową oraz diagnostyczną. Pracuje na stanowisku kierownika Centrum Teleinformatyki i Elektroniki.

Radosław Przybysz

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: radoslaw.przybysz@itr.org.pl | www.energetyka.itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2010). Pracuje na stanowisku badawczo-technicznym w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym. Autor 15 publikacji. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z budową mikroprocesorowych układów automatyki i zabezpieczeń sieci elektroenergetycznych oraz programowania komputerów.

Intelligent Current Sensors as Part of Smart Grid Network

Keywords

Smart Grid, intelligent current sensors, autonomous power supply, current transducer, time synchronization

Abstract

The continuous development of the ITC systems, especially industrial Ethernet network using the IEC 61850 protocol allows to building a distributed sensor networks for control and monitor temporary states of the power infrastructure. In the paper the construction of the intelligent current sensors, Measurement Units (MU) for the Smart Grid network has been presented. In the paper the circuit diagram of sensor and synchronization method of the analog to digital converter based on the UTC timestamps has been described. The presented method allows to synchronize intelligent current sensors with an accuracy better than 1 μ s. The presented innovative synchronization method is characterized by a high level of resistance to disappearance and attack of the reference time signal. The measuring device MU design is based on the embedded Linux-platform and as a sensing element used air core current transducers based on Rogowski coil. The connection between the current transducers and the central unit is made using a fiber optic link. Built-in IEC-61850 server provides a real-time measurement value of the True RMS, harmonics spectrum and samples value. The intelligent current transducers in addition to being used in the MUs create also new possibilities in the substation construction like the possibility to place the Autonomous Sensors in large distance from Intelligent Electronic Devices that are located in the substation.

Nowa jakość pomiaru prądów za pomocą sensorów PCB w rozdzielnicach energetycznych

Autorzy

Aleksander Lisowiec
Andrzej Nowakowski
Paweł Wlazło

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przetwornik prądowy, cyfrowe przetwarzanie sygnałów, technologia PCB

Streszczenie

W artykule przedstawiono rozłączalne i nierozłączalne bezrdzeniowe przetworniki prądowe wykonane w technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych (PCB). Przetworniki te charakteryzują się zakresem pomiaru od ułamka ampera do 100 kA, doskonałą liniowością oraz pasmem częstotliwości od 10 Hz do 20 kHz. Zastosowana technologia PCB umożliwia uzyskanie dużej powtarzalności parametrów elektrycznych przetworników. Rozrzut najważniejszego parametru przetwornika, jakim jest współczynnik przetwarzania (czułość), w typowej partii produkcyjnej jest na poziomie poniżej 0,5%. Dzięki temu ten sam przetwornik może współpracować z urządzeniami zabezpieczeniowymi oraz urządzeniami pomiarowymi służącymi do rozliczania energii. Uzyskana szerokość częstotliwościowego pasma pomiarowego umożliwia zastosowanie tych przetworników prądu w analizatorach jakości energii. Zaletą zastosowania technologii PCB jest możliwość integracji przetworników prądowych z układami przetwarzania sygnałów. Konstrukcja rozłączalnego przetwornika prądowego wykonanego w technologii PCB umożliwia zainstalowanie go na przewodzie z mierzonym prądem bez rozłączania prądowych obwodów pierwotnych. Przetworniki wykonane w technologii PCB charakteryzują się doskonałą symetrią uzwojenia, dzięki temu wynik pomiaru za pomocą przetwornika jest w dużej mierze niezależny od zewnętrznych pól magnetycznych niezwiązanych z mierzonym prądem.

1. Wstęp

Bezrdzeniowe przetworniki prądu na napięcie pracujące na zasadzie cewki Rogowskiego są znane od wielu lat [1]. Jednak dopiero ostatnio, dzięki nowoczesnym układom elektronicznym, niewymagającym dużych sygnałów, znalazły zastosowanie jako sensory prądu w elektroenergetyce. Powszechnie używane w rozdzielnicach energetycznych mikroprocesorowe urządzenia pomiarowe przedstawiają sobą bardzo małe obciążenie dla przekładników pomiarowych napięcia i prądu. Nowe technologie wytwarzania niskomocowych bezrdzeniowych przetworników prądu o wysokim zakresie pomiarowym i szerokim paśmie częstotliwości umożliwiają zintegrowanie oraz miniaturyzację obwodów pierwotnych i wtórnych rozdzielnic energetycznych, które są kluczowym elementem sieci Smart Grid.

Tradycyjne technologie wykonywania cewek Rogowskiego polegały na nawijaniu uzwojenia drutem na niemagnetycznym toroidalnym karkasie. Rozwój technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych umożliwił jej zastosowanie do wytwarzania bezrdzeniowych przetworników prądowych [2, 3]. Przetwornik jest skonstruowany z wielu wielowarstwowych płytek PCB przymocowanych do płytki bazowej, która

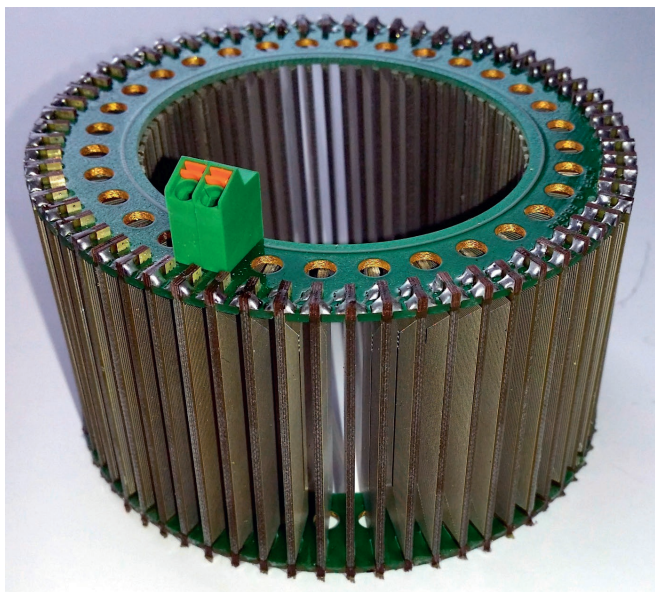
zapewnia sztywność mechaniczną oraz łączy wszystkie płytki elektrycznie (fot. 1). Na każdej z warstw wielowarstwowej płytki znajduje się cewka drukowana w postaci spirali. Cewki na sąsiadujących warstwach są połączone przelotkami, które mogą być zagrzebane.

Głównymi zaletami przetworników prądowych pracujących na zasadzie cewki Rogowskiego są doskonała liniowość, niezwykle szeroki zakres pomiarowy – od ułamków ampera do 100 kA oraz pasmo częstotliwości sięgające kilkadziesiąt kHz. Zastosowanie technologii PCB daje dodatkowe korzyści przy wytwarzaniu przetworników.

2. Zalety stosowania technologii PCB w produkcji bezrdzeniowych przetworników prądowych

2.1. Łatwość tworzenia przetworników o różnych wymiarach

Technologia PCB umożliwia łatwą modyfikację konstrukcji przetwornika. Najczęściej jedyną zmianą polega na zaprojektowaniu płytki bazowej o innych wymiarach (fot. 2). Łatwa jest też



Fot. 1. Konstrukcja bezrdzeniowego przetwornika wykonanego w technologii PCB

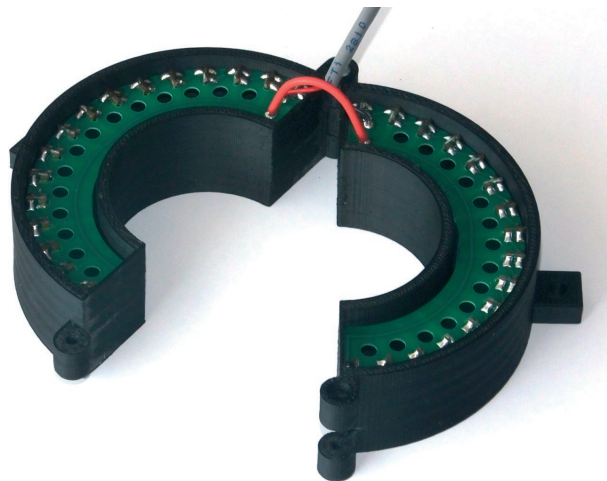


Fot. 2. Przetworniki o różnych wymiarach

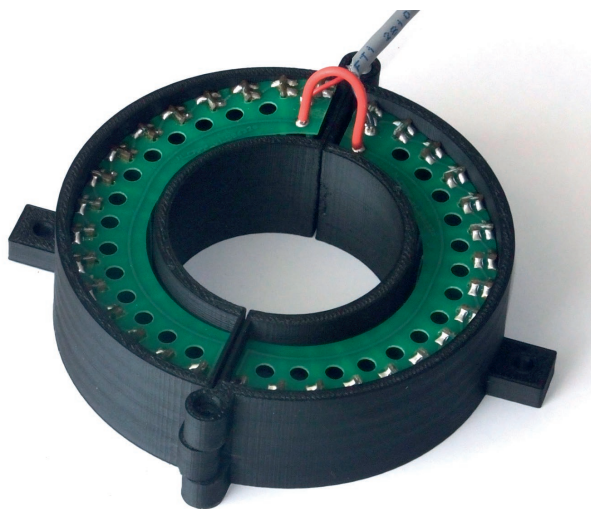
modyfikacja współczynnika przetwarzania (czułości) przetwornika – parametr ten został zdefiniowany poniżej, przez zmianę liczby wielowarstwowych płytek na obwodzie.

2.2. Symetria

Kolejną istotną zaletą stosowania technologii PCB przy wytwarzaniu przetworników jest ich doskonała symetria. Każda wielowarstwowa płytka przymocowana do płytki bazowej posiada odpowiadającą jej płytkę po przeciwnej stronie obwodu. Symetria ta powoduje, że napięcie wyjściowe przetwornika jest niewrażliwe na zewnętrzne pola magnetyczne niezwiązane z mierzonym prądem.



Fot. 3. Przetwornik o konstrukcji rozłączalnej z rozchylonymi połówkami



Fot. 4. Przetwornik o konstrukcji rozłączalnej ze złączonymi połówkami

2.3. Powtarzalność parametrów elektrycznych

Technologia PCB gwarantuje dużą powtarzalność parametrów elektrycznych przetworników. Najważniejszym parametrem przetwornika jest współczynnik przetwarzania prądu na napięcie (zwany również czułością), który jest ilorazem wartości RMS napięcia na wyjściu nieobciążonego przetwornika do wartości RMS prądu sinusoidalnego o częstotliwości 50 Hz, płynącego w obwodzie pierwotnym. Typowy rozrzut współczynnika przetwarzania w partii produkcyjnej jest mniejszy niż 0,5% wokół wartości średniej, a ponad połowa przetworników mieści się z w przedziale $\pm 0,1\%$ wokół wartości średniej.

2.4. Możliwość wytwarzania przetwornika rozłączalnego

Technologia PCB dobrze nadaje się do wytwarzania przetwornika rozłączalnego [3]. Przetwornik składa się z dwóch połówek, które mogą być rozłączone (fot. 3), co umożliwia łatwy montaż

na przewodzie, bez rozłączania obwodów pierwotnych. W przeciwieństwie do przetworników wykonanych w tradycyjnej technologii nawijania drutem, przetwornik rozłączalny wykonany w technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych po złączeniu zachowuje pełną symetrię (fot. 4).

3. Parametry elektryczne przetwornika

Elektryczny układ zastępczy przetwornika został przedstawiony na rys. 1. Składa się on ze źródła napięciowego o napięciu proporcjonalnym do pochodnej mierzonego prądu połączonego szeregowo z indukcyjnością wzajemną L , rezystancją przetwornika R , wynikającą z rezystancji ścieżki miedzi tworzącej zwoje obwodu wtórnego, oraz pojemnością międzyzwojową C . Współczynnik M jest indukcyjnością wzajemną przetwornika i jest on proporcjonalny do powierzchni pojedynczego zwoju na warstwie wielowarstwowej płytki drukowanej oraz do gęstości zwojów na obwodzie przetwornika.

Szerokość pasma pomiarowego przetwornika jest determinowana charakterystyką częstotliwościową transmitancji $H(f)$ utworzonej przez L , R i C , między końcówkami 1-1' i 2-2'.

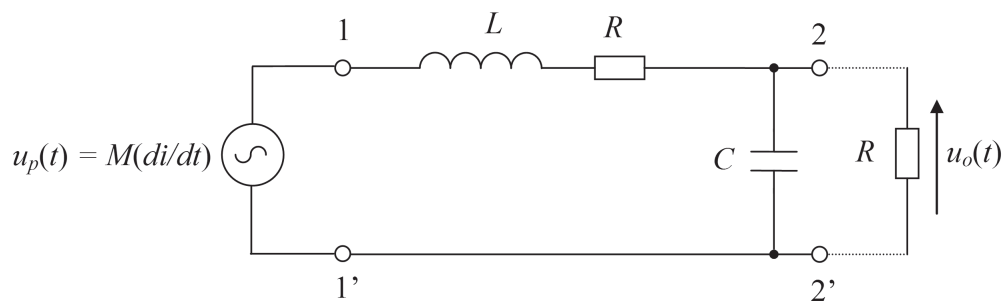
$$H(f) = \frac{1}{1 + i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot R \cdot C - (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \cdot L \cdot C} \quad (1)$$

gdzie i jest jednostką urojoną.

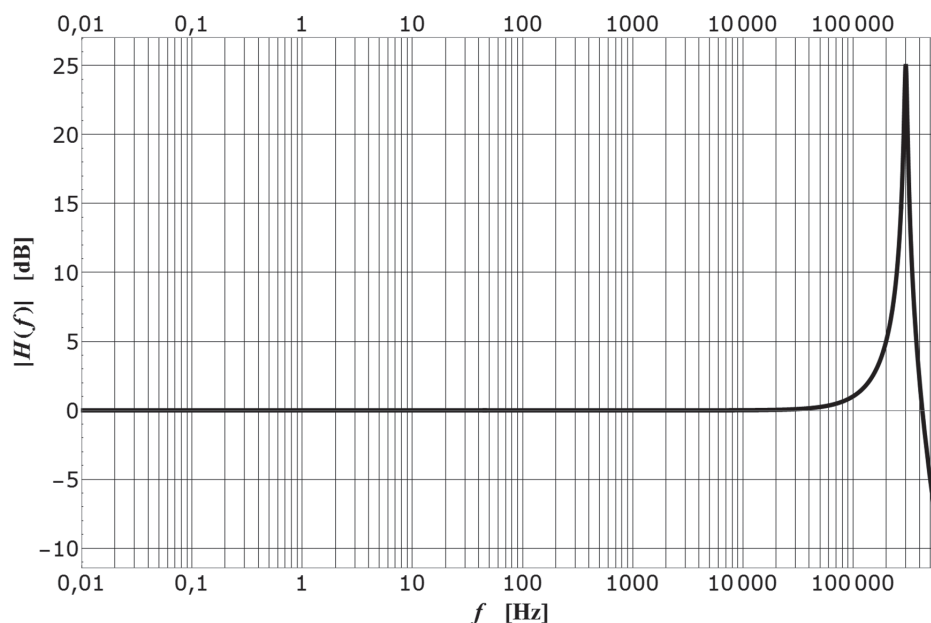
Modyfikacja konstrukcji przetwornika w kierunku uzyskania większej wartości współczynnika przetwarzania prowadzi do zwiększania wartości L , R i C i tym samym obniża pasmo pomiarowe. Charakterystyki amplitudowa i fazowa $H(f)$ przetwornika o symbolu CR-55, czułości 1 mV/A i wewnętrznej średnicy równej 55 mm, wykonanego w technologii PCB, zostały przedstawione na rys. 2 i 3. Dla częstotliwości znacznie mniejszych od częstotliwości rezonansowej, charakterystyki amplitudowa i fazowa $H(f)$ są prawie płaskie, rys. 4 i 5.

4. Przetwarzanie sygnału wyjściowego przetwornika

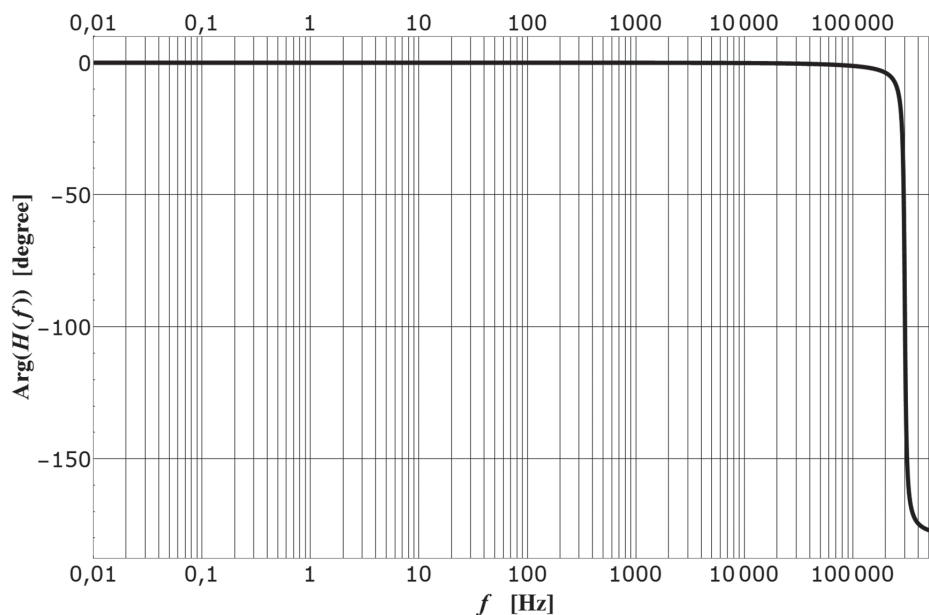
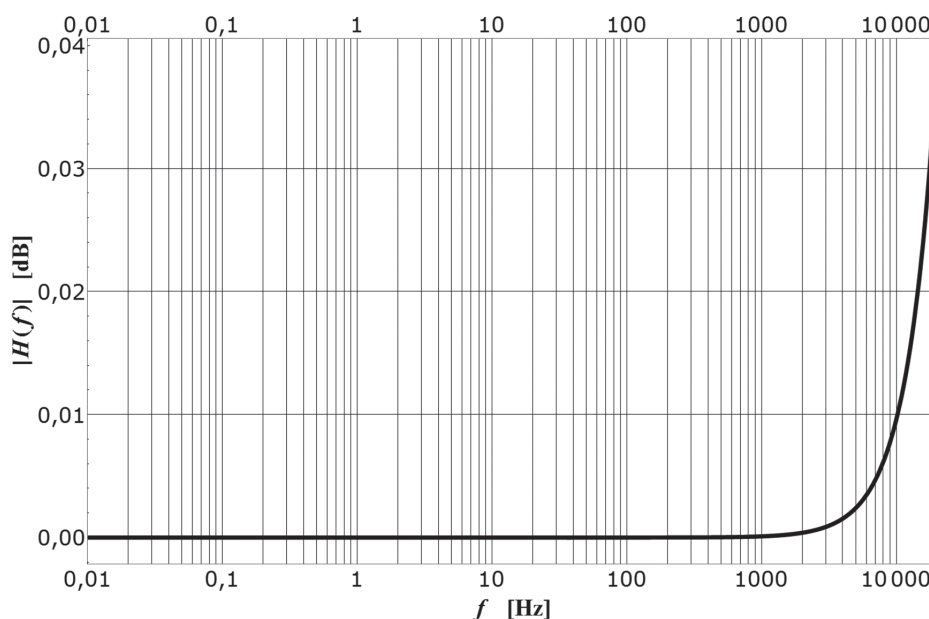
Przetwarzanie sygnału wyjściowego przetwornika w nowoczesnych urządzeniach elektronicznych odbywa się na drodze cyfrowej. Sygnał wyjściowy przetwornika przechodzi przez filtr dolnoprzepustowy w celu zapobieżenia krzyżowaniu pasma,



Rys. 1. Równoważny elektryczny układ zastępczy przetwornika bezrdzeniowego



Rys. 2. Amplitudowa charakterystyka transmitancji $H(f)$

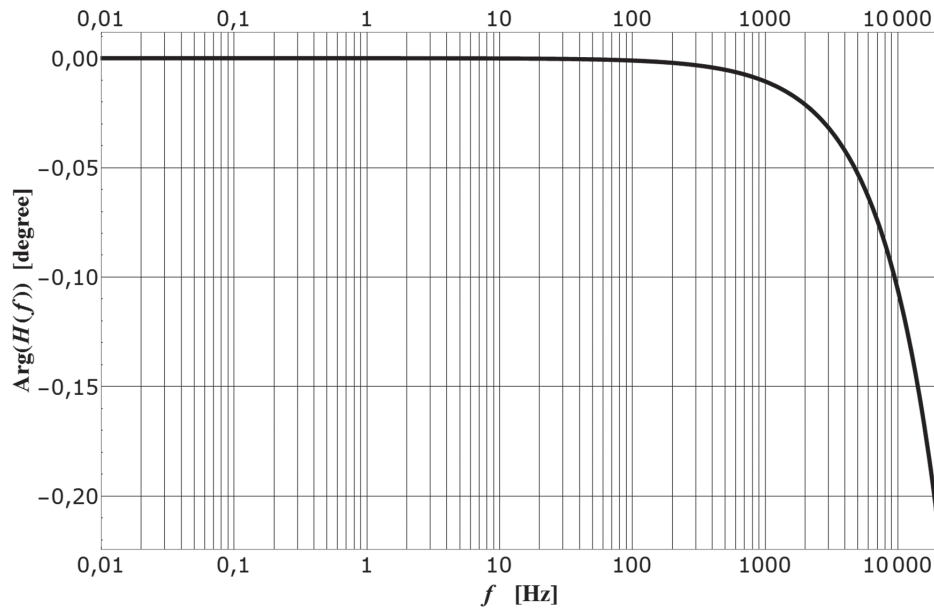
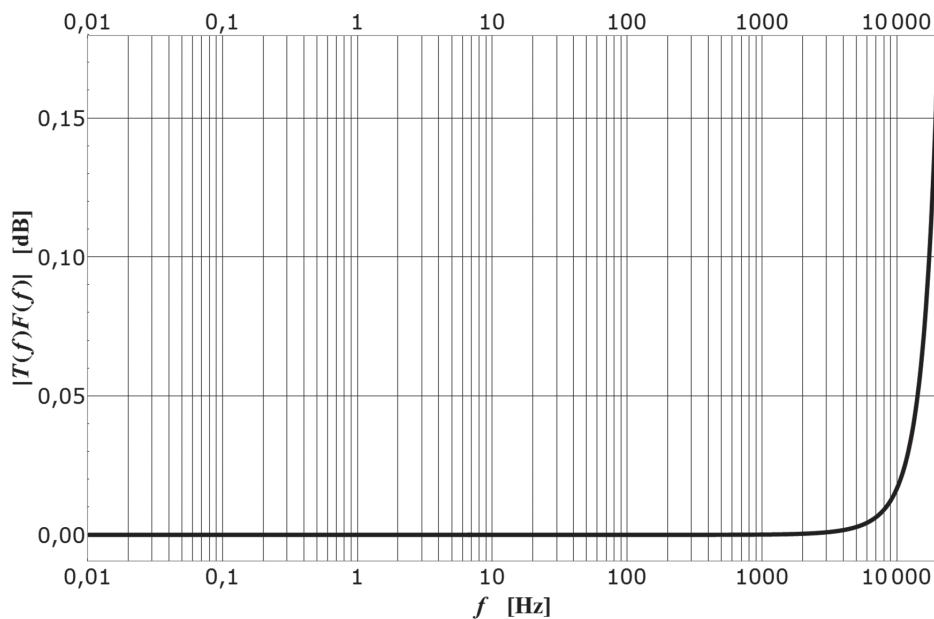
Rys. 3. Fazowa charakterystyka transmitancji $H(f)$ Rys. 4. Amplitudowa charakterystyka transmitancji $H(f)$ w ograniczonym zakresie częstotliwości

a następnie jest próbkowany. Ciąg próbek cyfrowych jest poddany operacji repróbkiowania w celu otrzymania całkowitej ilości próbek na okres niezależnie od wartości częstotliwości składowej podstawowej sygnału. Kolejną operacją jest całkowanie, po czym widmo sygnału jest wyznaczane za pomocą dyskretnej transformaty Fouriera.

Prawidłowa implementacja filtrów antyaliasingowych oraz operacji repróbkiowania ma znikomy wpływ na prawidłowość odtworzenia kształtu sygnału [4]. Operacją, która ogranicza pasmo toru przetwarzania sygnału, jest całkowanie. Istnieje wiele znanych metod cyfrowego całkowania [5], z których najczęściej

stosowanymi są metody trapezoidalna i metoda Simpsona [5]. W stosunku do metody trapezoidalnej całkowanie za pomocą metody Simpsona posiada zalety, gdyż charakterystyka częstotliwościowa integratora Simpsona jest bliska charakterystyki idealnego integratora do częstotliwości równej jednej czwartej częstotliwości próbkowania. Równanie całkowania metodą Simpsona:

$$y_{n+1} = y_{n-1} + \frac{1}{3} \cdot (x_{n+1} + 4 \cdot x_n + x_{n-1}) \quad (2)$$

Rys. 5. Fazowa charakterystyka transmitancji $H(f)$ w ograniczonym zakresie częstotliwości

Rys. 6. Amplitudowa charakterystyka toru przetwarzania sygnału prądowego

Dokładność odwzorowania mierzonego prądu za pomocą cyfrowej reprezentacji zależy od funkcji przenoszenia przetwornika $T(f)$ (zawierającej w sobie transmitancję operacji różniczkowania)

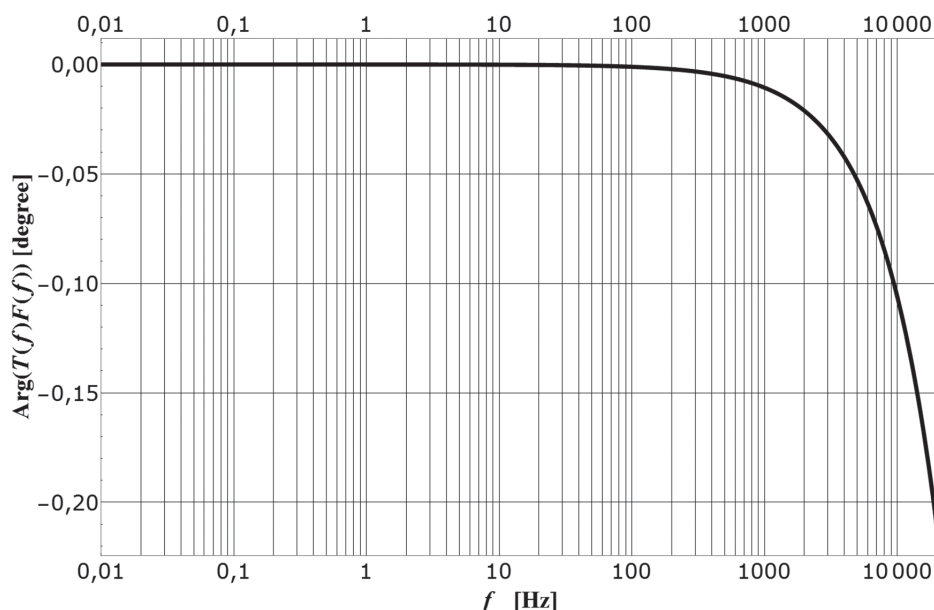
$$T(f) = i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot H(f) \quad (3)$$

i funkcji przenoszenia układu całkującego $F(f)$. W przypadku formuły Simpsona (2) $F(f)$ wyraża poniższe równanie

$$F(f) = \frac{e^{\frac{i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f}{f_s}} + 4 + e^{-\frac{i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f}{f_s}}}{3 \left(e^{\frac{i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f}{f_s}} - e^{-\frac{i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f}{f_s}} \right)} \quad (4)$$

gdzie f_s jest częstotliwością próbkującą.

Charakterystyki amplitudowa i fazowa iloczynu $T(f)$ (gdzie $T(f)$ jest funkcją przenoszenia przetwornika CR-55) i $F(f)$ zostały przedstawione na rys. 6 i 7 dla $f_s = 102,4$ kHz. Widmo jest odtworzone wiernie do 400-tej harmonicznej.



Rys. 7. Fazowa charakterystyka toru przetwarzania sygnału prądowego

5. Podsumowanie

Przetworniki bezrdzeniowe wytwarzane w technologii PCB umożliwiają pomiar prądu w zakresie do 100 kA. Szerokość pasma pomiarowego umożliwia wyznaczenie harmonicznej prądu do 400-tego rzędu. Przetworniki charakteryzują się dużą powtarzalnością parametrów elektrycznych i pojedynczy przetwornik może współpracować z urządzeniem zabezpieczeniowym, analizatorem jakości energii i licznikiem rozliczeniowym, co umożliwia konstrukcję nowych rozdzielnic o mniejszej materiałochłonności i lepszych parametrach metrologicznych od konstrukcji używających tradycyjnych przekładników prądowych.

W artykule przedstawiono wyniki prac prowadzonych w ramach projektu (Projekt nr PBS1/B4/2/2012) dofinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

BIBLIOGRAFIA

1. Tumański S., Induction coil sensors – a review, *Measurement, Science and Technology* 2007, Vol. 18, No. 3, R31-R46.
2. Lisowiec A., Kowalski G., Analiza wpływu geometrii przetworników prądowo-napięciowych na ich parametry elektryczne, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 6, s. 36–38.
3. Lisowiec A., Kowalski G., Bezrdzeniowe przetworniki prądowe o konstrukcji rozłączalnej, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 6, s. 33–34.
4. Oppenheim A.V., Schafer R.W. *Discrete-Time Signal Processing*, Prentice Hall, 1998.
5. Hamming R.W., *Digital Filters*, Prentice-Hall, 1983.
6. Przybysz R., Wlazło P., Kowalski G., Bezrdzeniowy przetwornik prądowy jako element sieci sensorycznej AMI, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 12, s. 49–51.

Aleksander Lisowiec

dr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny, Warszawa
e-mail: aleksander.lisowiec@itr.org.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej. Sprawuje funkcję kierownika Zakładu Systemów Teleinformatycznych Smart Grid. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje: nowe konstrukcje przetworników pomiarowych stosowanych w energetyce oraz cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Jest autorem 70 publikacji naukowych.

Andrzej Nowakowski

dr hab. inż., prof. nadzw. ITR
Instytut Tele- i Radiotechniczny, Warszawa
e-mail: andrzej.nowakowski@itr.org.pl
Ukończył studia na Politechnice Gdańskiej. Sprawuje funkcję zastępcy dyrektora Instytutu ds. Badawczo-Rozwojowych. Autor ok. 150 publikacji i 25 patentów oraz wielu nowatorskich rozwiązań wdrożonych w energetyce z zakresu mikroprocesorowych urządzeń EAZ i systemów teleinformatycznych.

Paweł Wlazło

mgr inż.
Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie
e-mail: pawel.wlazlo@itr.org.pl | www.energetyka.itr.org.pl
Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej (1993), kierunku automatyka. Autor wielu publikacji naukowych, w tym 9 opublikowanych w 2014 roku. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z teleinformatyką urządzeń EAZ, logiką użytkownika w sterownikach polowych, sieciami Smart Grid, a także przemysłową i medyczną aparaturą pomiarową oraz diagnostyczną. Pracuje na stanowisku kierownika Centrum Teleinformatyki i Elektroniki.

New Quality of Current Measurement in Power Switchgear with the Use of PCB Sensors

Keywords

current transducer, digital signal processing, PCB technology

Abstract

In the paper separable and non-separable current transducers using printed circuit board technology have been presented. The transducers are characterized by a measurement range from a fraction of an ampere to 100 kA, perfect linearity and measurement bandwidth from 10 Hz to 20 kHz. The PCB technology makes it possible to obtain very high repeatability of transducer electrical parameters. The spread in the value of the most important parameter – the sensitivity, in a typical production lot is less than 0.5%. The same transducer can work simultaneously with protection device and power meter. The wide bandwidth of the transducer made in PCB technology enables its use in power quality analyzers. The additional advantage of PCB technology is the possibility to integrate the transducer with signal processing circuits. The construction of separable current transducer using PCB technology makes it possible to install it over the wire with measured current without disconnecting primary circuits. Transducers made in PCB technology have very symmetric secondary winding which is a crucial factor in ensuring that the measurement results are largely independent of the external magnetic fields not associated with the measured current.

Rozdzielnica inteligentna średnich napięć jako element sieci Smart Grid

Autorzy

Janusz Ropa
Jan Olak
Wiesław Jałmużny
Paweł Wlazło

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

rozdzielnica inteligentna, RLSi, Smart Grid, IEC 61850, GOOSE, hybrydowe przekładniki prądowo-napięciowe, HPPN, moduł elektroniczny, ME, inteligentny sterownik polowy, ISP70

Streszczenie

W artykule przedstawiono inteligentną rozdzielnicę średnich napięć jako element sieci Smart Grid, opracowaną przez konsorcjum przemysłowo-naukowe – Elektromontaż Lublin sp. z o.o., Transformex sp. z o.o. w Warszawie, Politechnika Łódzka, Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie – w ramach projektu INNOTECH ID 182726. Rozdzielnica jest wyposażona w nowatorskie hybrydowe przekładniki prądowo-napięciowe, wykonane w technologii wielowarstwowych obwodów drukowanych. W artykule przedstawiono koncepcję inteligentnej rozdzielnicy, wyposażonej w hybrydowe przekładniki prądowo-napięciowe, zintegrowane z modułem elektronicznej sekcji niskonapięciowej oraz sterownik polowy ISP 70. Zastosowany w rozdzielnicy inteligentny sterownik polowy zawiera wiele modułów funkcjonalnych, takich jak: Smart Metering, Smart Control, Smart Communication (IEC 61850), dzięki czemu w sposób naturalny integruje się z sieciami Smart Grid. Dodatkowo jest wyposażony w moduł diagnostyki łączników (Smart Diagnostics), który analizuje istotne parametry łączników w trakcie eksploatacji. Generuje on sygnały wczesnego ostrzegania o możliwości wystąpienia awarii pomiędzy przeglądami okresowymi, tym samym podnosząc niezawodność i bezpieczeństwo eksploatacji. Rozdzielnica posiada ponadto rejestrator zakłóceń oraz rejestrator kryterialny (Smart Recorder/Logger), ułatwiające diagnozowanie stanów awaryjnych.

Wstęp

Obecnie na rynku energetycznym brak jest kompleksowych rozwiązań rozdzielnic, które w prosty sposób integrowane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi (Smart Power Grid) oraz tworzą w pełni sterowalne rozdzielnice SN o funkcjach: zabezpieczeniowych, pomiarowych, diagnostycznych i komunikacyjnych. Ponadto takie rozwiązanie obecnie powinno się charakteryzować:

- dużą elastycznością funkcjonalną ukierunkowaną na potrzeby producentów i użytkowników aparatury rozdzielczej
- zaspokojeniem potrzeb wytwórców, dostawców i konsumentów (prosumentów) energii elektrycznej
- bezpieczeństwem i jakością przesyłu/dostaw energii
- wysokim poziomem bezpieczeństwa obsługi
- pewnością i niezawodnością przesyłania danych.

W odpowiedzi na zapotrzebowanie zintegrowanych rozwiązań konsorcjum przemysłowo-naukowe (Elektromontaż Lublin sp. z o.o., Transformex sp. z o.o. w Warszawie, Politechnika Łódzka,

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie) opracowało prototyp inteligentnej rozdzielnicy SN, w ramach projektu INNOTECH ID 182726, realizowanego w latach 2013–2015 (fot. 1). Celowość podjętych prac oraz trafność przyjętych rozwiązań została potwierdzona 13 stycznia 2015 roku przez Ministerstwo Gospodarki, które przyjęło dokument „Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020”, stanowiący *project pipeline* dla sektora energetyki w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. W dokumencie podana jest definicja „Inteligentna sieć elektroenergetyczna – to sieć elektroenergetyczna, która może w sposób efektywny kosztowo i funkcjonalnie integrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – w tym również wytwórców, odbiorców oraz użytkowników będących zarazem wytwórcami i odbiorcami – w celu zapewnienia efektywnego i zrównoważonego pod względem ekonomicznym systemu energetycznego, o niskim poziomie strat oraz wysokim



Fot. 1. Widok inteligentnej rozdzielnicy RSLi

poziomie jakości oraz bezpieczeństwa dostaw i ochrony” [3], która najlepiej odzwierciedla przyjęte w projekcie wymagania dotyczące funkcjonalności i parametrów technicznych.

Zrealizowany przez konsorcjum projekt można nazwać interdyscyplinarnym, ponieważ obejmuje różne obszary prac badawczo-rozwojowych (B+R). Jego efekt wynika z połączenia zagadnień związanych z konstrukcją i funkcjonalnością wariantów inteligentnej rozdzielnicy. Świadczy o tym wyposażenie rozdzielnicy w nowatorskie hybrydowe przekładniki prądowo-napięciowe przystosowane do celów rozliczeniowych, do analizy jakości energii i współpracy z zabezpieczeniami, oraz zastosowanie inteligentnego sterownika polowego, skupiającego wiele rozwiązań sprzętowo-programowych, takich jak np.: moduł diagnostyki wyłącznika, standard komunikacyjny IEC 61850 oraz mechanizm blokad międzypolowych z opcjonalnym wykorzystaniem protokołu GOOSE.

Rozdzielnica inteligentna RSLi

Rozdzielnica inteligentna przeznaczona jest do rozdziału energii elektrycznej o częstotliwości sieciowej 50 Hz, przy napięciu znamionowym 17,5 kV i 24 kV w sieciach rozdzielczych energetyki przemysłowej i zawodowej, w typowych stacjach transformatorowych oraz w rozwiązaniach indywidualnych.

Jest rozdzielnicą dwuczłonową, wewnętrzną z izolacją stało-powietrzną, wieloprzedziałową, w osłonie metalowej z pojedynczym systemem szyn zbiorczych. W konstrukcji rozdzielnicy występują następujące pola: wyłącznikowe, rozłącznikowe, rozłącznikowe z bezpiecznikami oraz uniwersalne. W rozdzielnicy wprowadzono nowy system pomiaru energii elektrycznej, polegający na zastosowaniu nowatorskiego rozwiązania hybrydowych przekładników prądowo-napięciowych z elementami elektronicznymi. Dotychczasowy pomiar energii polegał

na zastosowaniu oddzielnej celki pomiarowej z przekładnikami prądowymi i napięciowymi o znacznych wymiarach. Nowy system pozwala wyeliminować użycie celki pomiarowej oraz podwójną liczbę przekładników (przekładniki prądowe i napięciowe).

Wyżej wymienione hybrydowe przekładniki prądowo-napięciowe są również wykorzystywane do celów zabezpieczeniowych i diagnostycznych. Ponadto rozdzielnica jest wyposażona w inteligentny sterownik polowy wyposażony w moduły: analizy jakości energii, zdalnej diagnostyki, rejestratora kryterialnego oraz komunikacji w standardzie IEC 61850.

W celu zapewnienia łukoochronności pola rozdzielnica ma wzmocnioną konstrukcję szkieletową ścian bocznych i drzwi, z kształtowników giętych z blachy stalowej o grubości 3 mm oraz osłony boczne z blachy alu-cynkowej. W rozdzielnicy są instalowane czujniki optyczne łuku elektrycznego, które można podłączyć bezpośrednio do sterownika polowego lub z wykorzystaniem bezzwłocznego modułowego zabezpieczenia łukoochronnego MAP 6 [12]. Urządzenie MAP 6 wyposażone jest w sześć wejść i jedno wyjście optyczne, dzięki czemu można je łączyć kaskadowo (maksymalne opóźnienie od wejścia do wyjścia optycznego wynosi 12 μ s), obejmując w ten sposób wszystkie strefy pól rozdzielczych. Posiada również wyjście mocowe (przebieżnikowo-półprzewodnikowe) do bezpośredniego sterowania wyłącznikiem.

Jedną z zalet rozdzielnicy inteligentnej są rozbudowane mechanizmy diagnostyczne, które w połączeniu ze standardem komunikacyjnym IEC 61850 tworzą rozwiązanie bezobsługowe, przystosowane do współpracy z sieciami Smart Grid. Dzięki pełnej sterowalności (lokalnej i zdalnej) mamy ciągły wgląd na pracę rozdzielnicy, jej stan techniczny oraz w sposób pośredni w stan obiektów elektroenergetycznych, z którymi współpracuje.

Rozdzielnica diagnozuje stan techniczny wyłącznika i innych elementów łączeniowych, zdalnie informując klienta o zdarzeniach zaistniałych w systemie. Zapewnia to wysoką niezawodność pracy i bezpieczeństwo. Nowością jest pomiar temperatury styków szyn, jak i wilgotności powietrza w celce. Dzięki powyższym parametrom użytkownik dużo wcześniej będzie poinformowany o wykrytych potencjalnych zagrożeniach, nieprawi-

Napięcie znamionowe	17,5 kV	24 kV
Częstotliwość znamionowa	50 Hz	50 Hz
Odporność na łuk wewnętrzny	16,20 kA/1s	16,20 kA/1s
Temperatura pracy	-25... + 40°C	-25... + 40°C
Prąd znamionowy szyn zbiorczych	630 A, 1250 A	630 A, 1250 A
Prąd zwarciový krótkotrwały	16,20 kA/1s	16,20 kA/1s
Prąd znamionowy pola wyłącznikowego	630 A, 1250 A	630 A, 1250 A
Prąd znamionowy pola rozłącznikowego	630 A	630 A
Prąd znamionowy pola z rozłącznikiem bezpiecznikowym	63 A	63 A

Tab. 1. Dane znamionowe inteligentnej rozdzielnicy RSLi

idłowych parametrach pracy systemu elektroenergetycznego i będzie mógł zaplanować ewentualną naprawę.

Jednym z największych wyzwań w projekcie było opracowanie nowej generacji przekładnika prądowo-napięciowego, przy całkowitym odejściu od rozwiązań klasycznych. Ze względu na wysoki poziom innowacyjnych wymagań, postawionych w projekcie przed rozdzielnicą, oraz brak gotowych rozwiązań prawnych dotyczących liczników energii SN z nowymi obwodami pomiarowymi przyjęto dostosowanie nowego przekładnika do istniejących rozwiązań. Dlatego został on dodatkowo wyposażony w obwody do pomiaru prądu 5 A i napięcia $100/\sqrt{3}$ V.

Przekładniki hybrydowe HPPN-20

Do zasilania nowoczesnych, elektronicznych zabezpieczeń nie jest potrzebne napięcie $100/\sqrt{3}$ V ani moc rzędu kilku czy kilkunastu woltoamperów, powszechnie spotykane w klasycznych przekładnikach napięciowych. Również informacja o prądzie w sieci SN może być przesyłana do zabezpieczeń w postaci niskoenergetycznych sygnałów. Obecnie coraz większe znaczenie ma jakość metrologiczna sygnałów pomiarowych dostarczanych z przekładników. Dlatego efektem prowadzonych prac było opracowanie w firmie TRANSFORMEX sp. z o.o. nowoczesnego hybrydowego przekładnika prądowo-napięciowego typu HPPN-20.

Przekładnik HPPN-20 składa się z członu prądowego i napięciowego z obsadzoną jedną lub dwiema szynami prądowymi. Charakteryzuje się następującymi zaletami:

- małe wymiary i masa

- dostosowanie parametrów wyjściowych uzwojeń do rozliczeń energii zgodnych z aktualnymi standardami w energetyce
- cztery obwody pomiarowe: prądowe i napięciowe
- uniwersalna konstrukcja (cztery wersje wykonania)
- wierne przenoszenie harmonicznych w prądzie i napięciu od 1 Hz do 10 000 Hz.

Człon prądowy składa się z uzwojenia pierwotnego w postaci szyny oraz z dwóch uzwojeń wtórnych.

Pierwsze uzwojenie wtórne, do rozliczeń, jest przystosowane do podłączenia licznika energii elektrycznej w wykonaniu klasycznym. Jest ułożone na rdzeniu ze stali elektrotechnicznej o rodzaju dobranym w zależności od znamionowego prądu pierwotnego przekładnika. Uzwojenie drugie jest uzwojeniem bezrdzeniowego przetwornika prądowego, zbudowanego na zasadzie cewki Rogowskiego, wykonanego w technologii PCB (ang. *Printed Circuit Board*). Uzwojenie to służy do podłączenia aparatury pomiarowej i/lub zabezpieczeniowej w postaci sterowników polowych, analizatorów jakości energii, sygnalizatorów, itp.

Człon napięciowy znajdujący się w dolnej części przekładnika składa się z pojemnościowo-rezystancyjnego dzielnika średniego napięcia oraz z umieszczonych w oddzielnej obudowie: dzielnika niskonapięciowego – strojonego, wzmacniacza separacyjnego i wzmacniacza sygnału elektrycznego umożliwiającego podłączenie do liczników energii elektrycznej.

Ze wzmacniacza separacyjnego są wyprowadzone dwa dodatkowe wyjścia do podłączenia urządzeń pomiarowych, zabezpieczeniowych i analizatorów jakości energii. Wzmacniacze sygnału elektrycznego mają jeden wspólny zasilacz dla trzech faz napięcia rozdzielnicy. Dzielnik SN członu napięciowego jest zbudowany z kondensatorów SN, wykonanych w nowoczesnej technologii

Znamionowy prąd pierwotny	25–1250 A
Znamionowy prąd wtórny	5 A
Parametry rdzenia do pomiarów	5 VA; kl. 0,5; F55
I_{1n}	25 A; 1,25 VA; kl. 0,5; F55
I_{th} 1s	25 kA
I_{dyn}	62,5 kA
Przetwornik prądowy – współczynnik przetwarzania	1 mV/A
Znamionowe napięcie pierwotne	$6/\sqrt{3} - 20/\sqrt{3}$ kV
Znamionowe napięcie wtórne	$100/\sqrt{3}$ –V lub 4 V
Moc znamionowa	5 VA
Znamionowy współczynnik napięciowy	1,9/8 h

Tab. 2. Podstawowe parametry przekładnika HPPN-20

PCB, i precyzyjnych rezystorów sterujących. Izolację przekładnika stanowi żywica poliuretanowa lub kauczuk silikonowy.

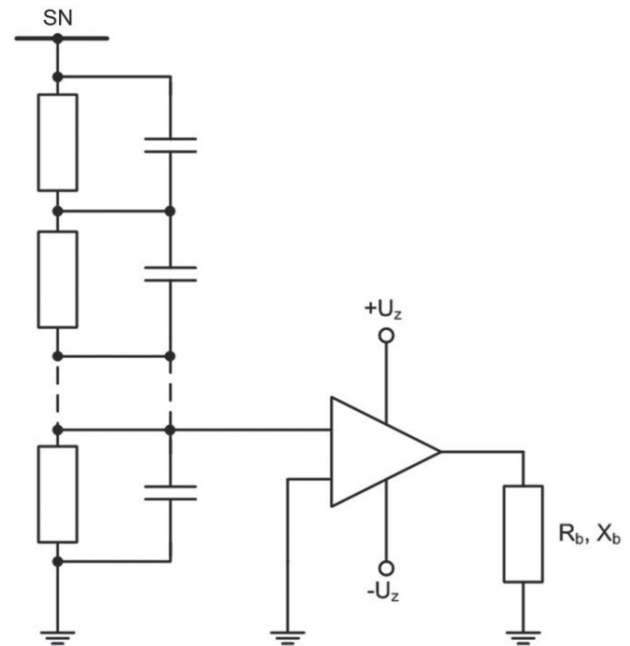
Opracowano cztery wersje wykonania przekładników HPPN-20 w zależności od potrzeb w zakresie ich zastosowania. Wszystkie posiadają te same wymiary i parametry dotyczące dokładności pomiarów, a różnią się liczbą uzwojeń wtórnych i nieznacznie masą. Przekładniki HPPN-20 zostały przebadane w firmie TRANSFORMEX (próby wyrobu) oraz w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej i Instytucie Energetyki w Warszawie (próby typu).

Moduł elektroniczny sekcji napięciowej ME-1

Część napięciową hybrydowego przekładnika prądowo-napięciowego tworzą: dzielnik pojemnościowo-rezystancyjny oraz współpracujący z nim moduł elektroniczny. Dokładność podziału dzielnika, zarówno w odniesieniu do amplitudy, jak i fazy napięcia pierwotnego przekładnika, jest uwarunkowana nieznacznym obciążeniem jego wyjścia. W celu zapewnienia wymaganej klasy dokładności 0,5 i współpracy z typowymi dla przekładników napięciowych indukcyjnych obciążeniami, o mocy rzędu woltoamperów przy napięciu $100/\sqrt{3}$ V, niezbędne jest zastosowanie wzmacniacza o odpowiednich parametrach i właściwościach (rys. 1). Spełnienie tego warunku powoduje, że parametry wyjściowe części napięciowej przekładnika hybrydowego są zgodne ze stawianymi w normie PN-EN 61869-3 [2] wymaganiami dla przekładników napięciowych indukcyjnych.

W skład modułu elektronicznego wchodzi: zasilacz sieciowy AC/DC, przetwornica DC/DC oraz separator galwaniczny i wzmacniacz mocy.

Zadaniem zasilacza sieciowego AC/DC jest dostarczenie napięcia stałego (12 V), niezbędnego do przetworzenia w układzie DC/DC na dwubiegunowe względem masy napięcie DC o wartości dostatecznie dużej (± 190 V), dla uzyskania na wyjściu wzmacniacza mocy napięcia przemiennego o znamionowej wartości skutecznej $100/\sqrt{3}$ V powiększonej o 90% w przypadku

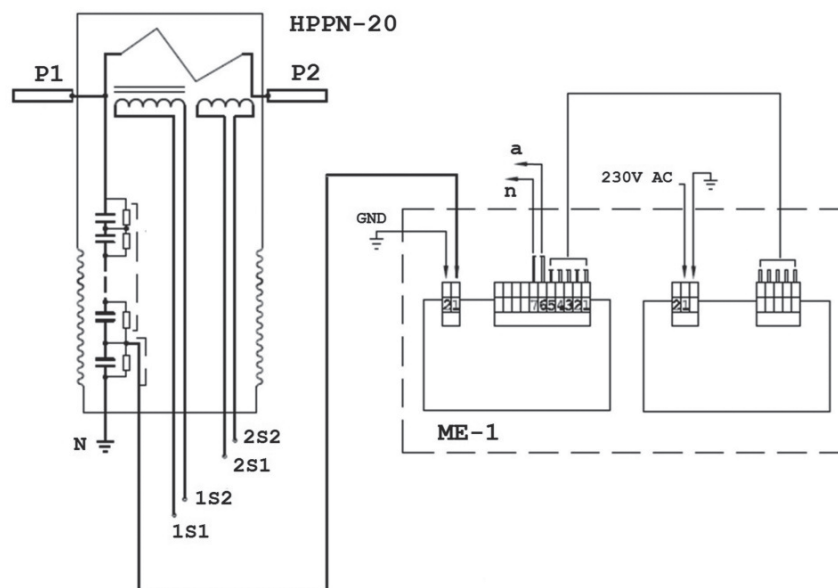


Rys. 1. Schemat układu: dzielnik pojemnościowo-rezystancyjny – wzmacniacz – obciążenie

przebiegu ustalzonego, spowodowanego stanem awaryjnym w sieci SN.

Układ separacji obwodów pierwotnych po stronie SN od obwodów wtórnych wzmacniacza napięcia zapewnia izolację galwaniczną poprawiającą bezpieczeństwo osób obsługujących urządzenie.

Wzmacniacz mocy jest elektronicznym układem w wersji scalonej. Jego zadaniem jest proporcjonalne zwiększenie amplitudy napięcia wyjściowego dzielnika do znormalizowanego



Rys. 2. Schemat ideowy przekładnika HPPN-20 i modułu EM-1

poziomu, przy jednoczesnym zachowaniu zgodności fazy i obciążeniu nieprzekraczającym 5 VA.

Określenie stopnia dokładności przetwarzania części napięciowej przekładnika hybrydowego polega na pomiarze błęd napięciowego (przekładni) ϵ_U [%] oraz błęd kątownego $\Delta\varphi_U$ [min]. W badanym zakresie częstotliwości (50 Hz – 5 kHz) osiągnięto klasę dokładności 0,5, podobnie jak dla członu prądowego (5 A i 1 mV/A). Na rys. 2 przedstawiono schemat ideowy HPPN-20 i EM-1.

Inteligentny sterownik połowy ISP 70

Inteligentny sterownik połowy ISP 70 (fot. 2) pełni funkcje pomiarowe, zabezpieczeniowe, diagnostyczne oraz serwera danych zgodnie ze standardem IEC 61850.

Jednostka centralna wykorzystuje dwurdzeniowy procesor sygnałowy [6, 7], który poprzez szybkie łącza szeregowo wymienia dane i zarządza modułami. Moduły zasilacza i sygnałów analogowych są w pełni kontrolowane i sterowane przez jednostkę centralną. Pozostałe moduły są wyposażone w kontrolery, które realizują znaczną część funkcji związanych z ich przeznaczeniem. Warstwa programowa oparta jest na wbudowanym oprogramowaniu [4], dzięki czemu nie wymaga dużych zasobów pamięci i jest energooszczędna.

Smart Integrated Sensors

Zadaniem modułu jest niskopoziomowa obsługa sygnałów pomiarowych, pochodzących ze wzorcowanych hybrydowych przekładników pomiarowych prądowo-napięciowych dołączonych do obwodów analogowych sterownika, obsługa próbkowania, filtracja i resampling (rys. 5). Wynikiem działania modułu są tablice próbek przebiegów, które są wykorzystywane przez moduły Smart Metering i Smart Analysis.

Smart Metering – moduł pomiaru wartości analogowych, które stanowią podstawę do obliczania wartości wtórnych

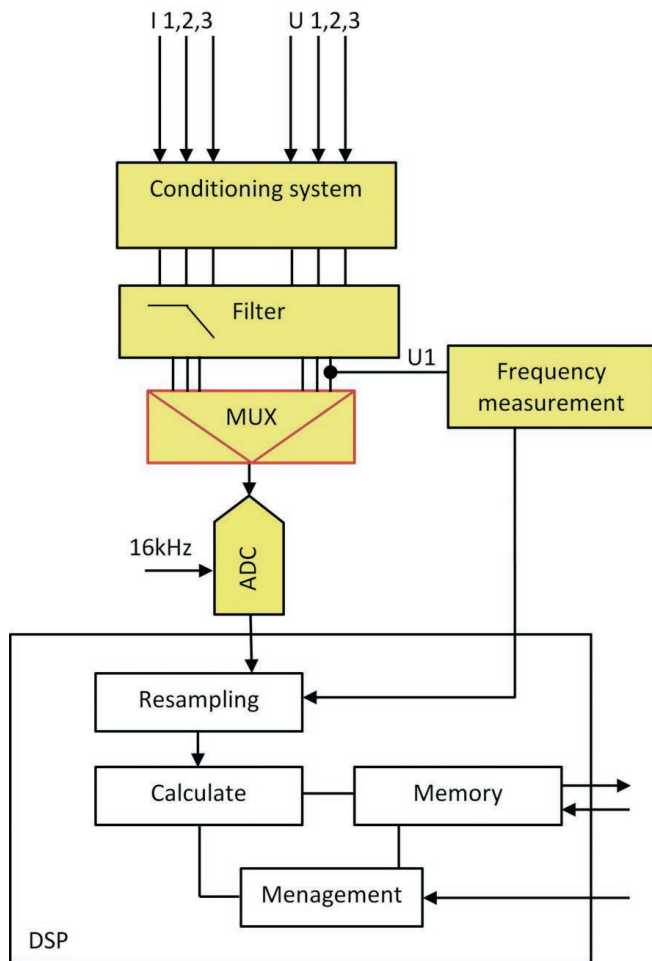
(kryterialnych), takich jak moce, energie, składowe symetryczne prądu, wartości skuteczne prądu [9] i napięcia zerowego, kąty pomiędzy podstawowymi harmonicznymi prądów i napięć, współczynnik mocy. Wartości te są wykorzystywane przez zabezpieczenia i automatyki w ISP. Wyznaczone wartości trafiają również do rejestrów wyjściowych pamięci, skąd mogą zostać przesłane do systemów SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*) i AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) [11]. Komunikację zapewnia łącze RS-485 z protokołem MODBUS RTU oraz łącze Ethernet z protokołem MODBUS TCP i IEC 61850. Dodatkowo w module zaimplementowano funkcje strażnika energii. Strażnik energii pozwala kontrolować maksymalną ilość energii pobieranej lub oddawanej do sieci przez dane pole rozdzielcze. Pozwala to na budowę w pełni autonomicznego systemu sterowania przepływem mocy. Przykładowym wykorzystaniem strażnika energii jest kontrola maksymalnego poboru lub generacji mocy biernej przez zakład przemysłowy podłączony do danego pola rozdzielczego. W celu zmaksymalizowania efektywności opracowanego modułu strażnika energii wyposażono go w komunikację w systemie AMI, dzięki czemu system zarządzania może zdalnie zmienić dozwolone limity pobranej lub oddawanej energii w zadanym okresie czasu.

Smart Analysis – moduł analizy jakości energii wykorzystujący zaawansowane metody numeryczne i dokonujący agregacji danych źródłowych na potrzeby systemu centralnego nadzoru jakości energii w sieci dystrybucyjnej. Ze względu na zainstalowanie w bezpośredniej bliskości odbiorców energii pozwala na ciągłe monitorowanie jej jakości oraz na łatwą lokalizację odbiorców wprowadzających do sieci nadmierne zakłócenia. Może również wykrywać przypadki dostaw energii o niewłaściwych parametrach. Moduł wykorzystuje rozwiązania sprzętowo-programowe wchodzące w skład Smart Integrated Sensors.

Smart Diagnosis – moduł diagnostyczny analizujący dane pochodzące z kluczowych elementów sieci elektrycznej,



Fot. 2. Inteligentny sterownik połowy ISP 70



Rys. 3. Schemat blokowy modułu Smart Integrated Sensors

rozdzielniczy i łączników [5]. Dane te mogą służyć do poszerzenia bazy wiedzy o stanie sieci, a także do formułowania, na podstawie odpowiednich reguł wnioskowania, alarmów o możliwym wystąpieniu uszkodzeń i konieczności dokonania z wyprzedzeniem czynności konserwacyjnych. Moduł jest rozwinięciem idei e-diagnostyki, wpisującym się w filozofię Smart Grid. Jego zaimplementowanie pozwala na podniesienie niezawodności przesyłu energii i obniżenie kosztów eksploatacyjnych.

Smart Control – moduł wykonuje podstawowe funkcje sterownika polowego EAZ, czyli realizuje zabezpieczenia i automatyki z wykorzystaniem blokad międzypolowych oraz umożliwia kontrolę nad rozdzielnicą z poziomu systemu nadrzędnego, w tym nad zautomatyzowanymi elementami rozdzielniczy [8]. W skład modułu wchodzi kilkadziesiąt algorytmów, na ich podstawie można tworzyć logikę użytkownika (działania sterownika).

Moduł ten stanowi wydzielony podprogram, dzięki czemu można go przekompilować na dowolny system operacyjny i utworzyć z niego bibliotekę DLL (ang. *Dynamic Link Library*). Biblioteka ta jest wykorzystywana do celu symulacji pracy wbudowanych algorytmów działania sterownika [10] za pomocą oprogramowania narzędziowego ELF, które wykorzystywane jest również do projektowania logiki użytkownika i programowania urządzenia.

Smart Communication – moduł realizujący funkcje komunikacyjne w standardzie ethernet [13]:

- serwera IEC 61850 dla układów zabezpieczeń i automatyki stacyjnej, a także dla systemów nadzorczych SCADA
- blokad międzypolowych, wykorzystując protokół przesyłania szybkich komunikatów stacyjnych GOOSE
- zarządzania dostawami, odbiorem i analizą energii
- synchronizacji współpracujących ze sobą sterowników polowych
- udostępnienia danych i funkcji kontrolnych w sposób zgodny z zaleceniami normy.

Opracowany moduł jest przystosowany do pracy pod kontrolą systemów operacyjnych do zastosowań wbudowanych, czyli Microsoft Windows Embedded CE 6.0 i Embedded Linux. Badania przeprowadzone dla obu systemów dały wynik pozytywny. Ostatecznie zastosowano Embedded Linux, korzystniejszy z punktu widzenia realizacji mechanizmu blokad międzypolowych oraz protokołu GOOSE, wykorzystywanego do jego implementacji.

Smart Recorder/Logger – jest to moduł zaawansowanych rejestratorów: zdarzeń, zakłóceń i wartości krytycznych, które dokonują zapisu w formie rekordów zdarzeń, przebiegów analogowych i cyfrowych oraz cyklicznych raportów podsumowujących działanie rozdzielnic w wybranych okresach.

Podsumowanie

Główną zaletą i ideą powstania nowego typu rozdzielni było otrzymanie gotowego, wielofunkcyjnego rozwiązania uwzględniającego potrzeby procesów modernizacyjnych realizowanych w energetyce. Aktualnie w ofercie polskich producentów rozdzielnic SN brak jest kompleksowych, gotowych rozwiązań, które byłyby przystosowane do współpracy z inteligentnymi sieciami oraz tworzyły jednolite, w pełni sterowalne rozdzielnice realizujące zadania zabezpieczeniowe, pomiarowe, rozliczeniowe i diagnostyczne. Proponowane są jedynie rozwiązania cząstkowe, które składają się z oddzielnych urządzeń (sterowników polowych, analizatorów sieci, przekładników), kreujących łącznie pewną funkcjonalność. Przedstawione rozwiązanie można porównać częściowo z wyłącznikiem eVD4 firmy ABB, który jest zintegrowany z sensorami prądowo-napięciowymi, i urządzeniem komunikacyjno-zabezpieczającym. Realizacja zabezpieczeń łukochronnych, automatyki, diagnostyki i funkcji rozliczeniowych wymaga zbudowania infrastruktury komunikacyjnej zgodnej z normą IEC 61850. Dlatego trudno obydwie rozwiązania porównywać.

Opracowana inteligentna rozdzielnica średnich napięć jest pierwszym w Polsce prototypem wytyczającym kompleksowo nowe kierunki rozwiązań technicznych oraz innowacyjne podejście dotyczące funkcjonalności, wyposażenia i jakości w XXI wieku, uwzględniającym współpracę z inteligentnymi sieciami. Z powodu braku podobnych rozwiązań członkowie zespołu realizującego projekt nie mogli liczyć na skorzystanie z doświadczenia innych firm. Na każdym etapie projektu członkowie konsorcjum musieli pioniersko rozwiązywać problemy, przez co zdobyli nową wiedzę i cenne doświadczenie dodatkowo wzbogacające wartość projektu.

W artykule przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych w ramach projektu INNOTECH ID 182726 pt.: „Rozdzielnica inteligentna średnich napięć jako element sieci Smart Grid”, dofinansowanego przez NCBiR.

BIBLIOGRAFIA

1. Jałmużny W., Analiza właściwości przekładników napięciowych wysokiego napięcia ze szczególnym uwzględnieniem oscylacji ferorezonansowych, monografia habilitacyjna, *Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej* 2013, Rozprawy Naukowe, nr 1164, z. 454.
2. PN-EN 61869-3: Przekładniki – Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników napięciowych indukcyjnych.
3. Lista projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, Ministerstwo Gospodarki, 13.01.2015.
4. Wojtaś G., Makowiecki K., Elementy architektury oprogramowania systemów wbudowanych dla sterowników energetycznych, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2013, nr 9.
5. Broda K., Przybysz R., Wlazło P., Metody diagnostyki zużycia wyłącznika, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 11.
6. ADSP-BF53x/BF56x Blackfin® Processor Programming Reference, Revision 1.2, Analog Devices, Inc., Norwood, February 2007.
7. VisualDSP++ 5.0 C/C++ Compiler and Library Manual for Blackfin Processors, DSP Run-Time Library, Revision 5.0, Analog Devices, Inc., Norwood, August 2007.
8. Kowalik R., Januszewski M., Smolarczyk A., Cyfrowa elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
9. Lisowiec A., Wojtaś G., Przetwarzanie sygnałów cewki Rogowskiego w procesorze o arytmetyce stałoprzecinkowej, *Elektronika* 2013, nr 4.
10. Broda K., Andrzejewski M., Wlazło P., Symulator funkcji logicznych w sterownikach polowych MUPASZ, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 9.
11. Przybysz R., Kowalski G., Wlazło P., Bezrdzeniowy przetwornik prądowy jako element sieci sensorycznej AMI, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 12.
12. Broda K., Kołodziejczyk Z., Wlazło P., Nowa jakość w ochronie przeciwłukowej rozdzielnic – MAP 6, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2014, nr 9.
13. Przybysz R., Wlazło P., Wykorzystanie standardu ethernet w rozwiązaniach automatyki i zabezpieczeń sieci rozdzielczych SN, *ElektronInfo* 2014, nr 4.

Janusz Ropa

mgr inż.

Elektromontaż Lublin sp. z o.o

e-mail: j.ropa@elektromontaz.lublin.pl

Absolwent Wydziału Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Prezes Elektromontażu Lublin. W latach 1995–2012 opracowywał i wdrażał projekt rodziny stacji transformatorowych prefabrykowanych typu STLmb w obudowie żelbetowej (12 typów), zgodnie z normą IEC 61330 oraz wytycznymi Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej w Poznaniu. W latach 1980–2012 opracowywał i wdrażał do produkcji kilka projektów stacji transformatorowych (CTSP-SU, PTKN, ABC) eksportowanych na Ukrainę, Białoruś, Łotwę oraz do Rosji, na pola roponośne na Syberii. Ponadto współrealizował kilkanaście projektów dotyczących złącz i przepustów kablowych SN. Autor i współautor kilkunastu publikacji i wystąpień o tematyce dotyczącej stacji transformatorowych i rozproszonych źródeł energii.

Jan Olak

mgr inż.

Transformex sp. z o.o. w Warszawie

e-mail: janolak90@gmail.com

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, kierunku elektrotechnika przemysłowa (1961). Na swoim macierzystym wydziale ukończył studia podyplomowe z zakresu aparatów elektroenergetycznych, a następnie z zakresu aparatów elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: aparaturę elektroenergetyczną i przekładniki prądowo-napięciowe dla nn, SN WN. Autor i współautor kilkudziesięciu konstrukcji przekładników wdrożonych do produkcji, za które otrzymał liczne nagrody i odznaczenia. Współautor 20 patentów dotyczących urządzeń dla energetyki (przekładniki, transformatory potrzeb własnych i in.).

Wiesław Jałmużny

dr hab. inż.

Politechnika Łódzka

e-mail: wiesjalm@p.lodz.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej (1972). Zatrudniony na swojej macierzystej uczelni, gdzie w 2014 roku uzyskał stopień naukowy doktora habilitowanego na Wydziale Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki. Jego zainteresowania badawcze obejmują: konstrukcje przekładników sieciowych i laboratoryjnych, zagadnienia metrologiczne w układach elektroenergetycznych z przekładnikami, transfer zakłóceń przez przekładniki, obwody magnetyczne, aparaturę pomiarową i laboratoryjną do sprawdzania przekładników. Autor i współautor kilkudziesięciu prac badawczych, monografii i publikacji w renomowanych czasopiśmie.

Paweł Wlazło

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: pawel.wlazlo@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej (1993). Kierownik Centrum Teleinformatyki i Elektroniki w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym w Warszawie. Jego zainteresowania badawcze i zawodowe obejmują: teleinformatykę w EAZ, logikę użytkownika w sterownikach polowych, rozwiązania dla Smart Power Grid oraz aparaturę pomiarową i diagnostyczną. Autor i współautor kilku patentów z dziedziny elektroniki i elektroenergetyki EAZ. Kierownik i współrealizator kilkunastu projektów B+R, połączonych z wdrażaniem m.in. sterowników polowych. Laureat kilkudziesięciu nagród indywidualnych i zespołowych za innowacyjne rozwiązania i ich wdrażanie. Autor i współautor ok. 60 publikacji.

Smart Medium Voltage Switchgear as a Smart Grid Component

Keywords

smart switchgear, RLSi, Smart Grid, IEC 61850, GOOSE, hybrid current-voltage transformers, HPPN, electronic module, ME, smart field controller, ISP70

Abstract

This paper presents a smart medium voltage switchgear as a Smart Grid component, developed by R&D consortium of Elektromontaż Lublin sp. z o.o, Transformex sp. z o.o. in Warsaw, Łódź University of Technology, and the Tele & Radio Research Institute in Warsaw – in the framework of INNOTECH ID 182726 project. The switchgear is equipped with innovative hybrid current-voltage transformers, made using multi-layer printed circuit boards. The paper presents the concept of a smart switchgear equipped with hybrid current-voltage transformers integrated with the low voltage section's electronic module, and an ISP 70 field controller. The smart field controller applied in the switchgear includes many functional modules, such as: Smart Metering, Smart Control, Smart Communication (IEC 61850), owing to which it naturally integrates with the Smart Grid. Additionally, it is equipped with a connector diagnostic module (Smart Diagnostics), which analyses relevant parameters of connectors during operation. It generates early warning signals about the possibility of a failure between periodic inspections, thereby increasing reliability and operational security. The switchgear is also provided with a disturbance recorder and criterion recorder (Smart Recorder/Logger) to facilitate fault diagnosis.

Optymalny dobór parametrów elektrochemicznego magazynu energii

Autor

Jarosław Korpikiewicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

magazyn energii, optymalizacja, Smart Grid

Streszczenie

Obecnie coraz częściej sygnalizowana jest możliwość wykorzystania magazynów energii w SEE. Tryb pracy lub sposób wykorzystania został nazwany „strategią wykorzystania magazynu”. W artykule wybrano jedną z nich – pracę programową. Opisano algorytm sterowania nadrzędnego magazynem dla wybranej strategii. Przedstawiono wyniki symulacji. Inwestor może mieć dylemat, jak dobrać parametry magazynu pracującego w danej strategii. Na podstawie wyników symulacji wyznaczono techniczno-ekonomiczne wskaźniki optymalizacji. Opracowano schemat doboru mocy i pojemności całkowitej magazynu dla wybranej strategii, z uwzględnieniem różnych typów elektrochemicznych magazynów, przy ustalonej wartości pojemności użytkowej. Rozpatrywanym problemem optymalizacyjnym jest ustalenie kompromisu pomiędzy żywotnością magazynu a jego efektywnym wykorzystaniem.

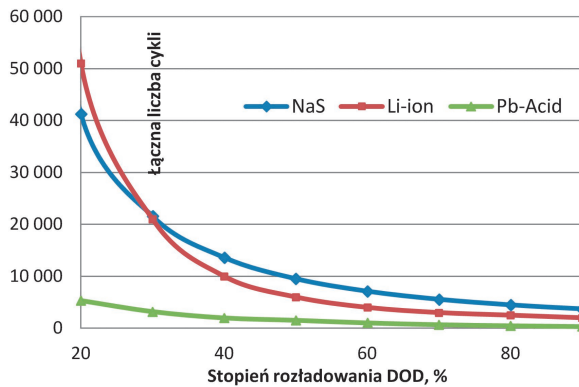
1. Wstęp

Problem doboru parametrów magazynu przyłączonego do SEE jest złożony. W celu jego rozwiązania należy określić parametry techniczno-eksploatacyjne magazynu energii, wybrać jego strategię wykorzystania. Dla tej strategii należy opracować algorytm optymalizacyjny ustalający harmonogram pracy

magazynu, określony wartościami mocy ładowania/rozładowania w poszczególnych godzinach. Umożliwia to wykonanie symulacji pracy magazynu. W celu realizacji symulacji przygotowano dane wejściowe – ceny energii elektrycznej (TGE SA) za dany okres.

Lp.	Nazwa parametru	Opis
1	Pojemność całkowita (nominalna) zasobnika Q_n	Ilość energii możliwej do zgromadzenia w zasobniku, wyrażona w MWh
2	Pojemność użytkowa zasobnika Q_u	Wykorzystywana część pojemności całkowitej zasobnika dla realizacji danej strategii, w MWh. Niekiedy wygodniej operować jest ilorazem Q_u/Q_n .
3	Stopień rozładowania zasobnika energii DOD (ang. <i>Depth of Discharge</i>)	Głębokość stanu rozładowania zasobnika, wyrażony w % pojemności nominalnej (całkowitej). Stopień naładowania zasobnika jest parametrem komplementarnym tj. $SOC = 100\% - DOD$, w %
4	Sprawność cyklu magazynowania energii η_{cyklu}	Sprawność pełnego cyklu ładowania i rozładowania zasobnika energii zdefiniowana następująco (przyjęto sterowanie mocą z rozdzielczością godzinową): $\eta_{\text{cyklu}} = \frac{\text{energia oddana do sieci}}{\text{energia pobrana z sieci}} = \frac{\sum_{g=1}^r P_{\text{rozł},g} \cdot t_g}{\sum_{d=1}^l P_{\text{ład},d} \cdot t_d} \quad (1)$ gdzie: $P_{\text{rozł},g}$ – moc oddawana do sieci [MW] w czasie t_g [h] r – liczba godzin rozładowania, l – liczba godzin ładowania $P_{\text{ład},d}$ – moc pobierana z sieci [MW] w czasie t_d [h]
5	Charakterystyka czasu życia zasobnika	Maksymalna ilość cykli ładowania / rozładowania zasobnika w całym okresie jego eksploatacji, w zależności od stopnia rozładowania DOD
6	Maksymalna moc ładowania $P_{\text{ład}}$	Maksymalna moc ciągła, którą magazyn można ładować. Wartość mierzona od strony prądu przemiennego, MW
7	Maksymalna moc rozładowania $P_{\text{rozł}}$	Maksymalna moc ciągła, którą magazyn można rozładowywać. Wartość mierzona od strony prądu przemiennego, MW

Tab. 1. Definicja podstawowych parametrów technicznych i eksploatacyjnych magazynów energii



Rys. 1. Charakterystyka żywotności magazynu w zależności od głębokości rozładowania

Parametr	NaS	Li-ion	PbAcid
	sodowo-siarkowe	litowo-jonowe	kwasowo-olowiowe
Moc We/Wy [MW]	1/1	1/3	1/2
Stosunek pojemność zasobnika/ moc rozładowania	6÷7,2	0,33÷4	2÷3 2,5
Sprawność cyklu magazynowania energii [%]	85÷90	90÷95	75÷85
Czas życia [cykle] przy 80% DOD	4500	2500÷3500	1000÷2000
Czas życia [cykle] przy 100% DOD	3000	1500÷2000	500÷1500

Tab. 2. Parametry techniczne magazynów elektrochemicznych

Powyżej w tab. 1 przedstawiono definicję parametrów magazynu energii wykorzystywanego w SEE. W tab. 2 przedstawiono wartości tych parametrów dla różnych technologii. W danej technologii jest wiele odmian konstrukcji ogniw oraz użytych materiałów. Dlatego część parametrów została przedstawiona jako przedziały wartości. Wartości pogrubione zostały przyjęte do symulacji. Porównując parametry techniczne różnych technologii, możemy stwierdzić, że najmniejszą sprawnością i żywotnością cechują się ogniwa kwasowo-olowiowe (do analizy przyjęto wersje przemysłowe tych ogniw, ponieważ zwykle nie nadają się do tych zastosowań¹ np. ogniwa z płytą pancerną). Są one atrakcyjnie cenowo i dlatego często wykorzystywane w UPS (mała wymagana liczba cykli). Ogniwa litowo-jonowe² oznaczają się dużymi mocami ładowania i rozładowania, co może być przydatne np. do wyrównywania obciążeń oraz arbitrażu. Ogniwa NaS mogą mieć zastosowanie w strategiach, w których głównym parametrem użytkowym jest pojemność. Na rys. 1 przedstawiono charakterystykę żywotności (liczbę cykli) magazynu, w zależności od głębokości rozładowania (DOD). Liczba

cykli ściśle zależy od głębokości rozładowania i technologii magazynu. Wadą elektrochemicznych magazynów energii jest znaczny spadek ich żywotności przy wzroście wartości głębokości rozładowania. Praca magazynu z mniejszymi głębokościami rozładowania powoduje, że dla celów użytkowych wykorzystana zostaje tylko część całkowitej pojemności magazynu równej wartościowo głębokości rozładowania. Przykładowo stosując maksymalny stopień rozładowania 30%, przy którym żywotność magazynów NaS i Li-ion wynosi ok. 20 tys. cykli, to 70% pojemności całkowitej nie będzie wykorzystana w strategii. Zatem żywotność oraz możliwość pełnego wykorzystania magazynu są cechami wzajemnie sprzecznymi.

Aby zbadać możliwości zastosowania magazynów energii w SEE, należy zdefiniować sposób pracy (rolę) magazynu określoną jako strategię wykorzystania, opracować algorytm pracy (sterowania) magazynu pracującego w danej strategii oraz przeprowadzić symulację.

2. Strategie wykorzystania magazynów energii w sieciach elektroenergetycznych

Strategią nazywamy tryb pracy lub sposób wykorzystania zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych. Pewne strategie mają zastosowanie techniczne, inne rynkowe. Poniżej przedstawiono dwie popularne strategie:

- **praca programowa** – strategia realizowana przy zmiennych stawkach energii w ciągu doby w celu redukcji zapotrzebowania energii w okresach wysokich cen energii oraz wzrostu zapotrzebowania w okresach niższych cen energii. Wykorzystując magazyn, można przenieść część zapotrzebowania w czasie, redukując koszty za energię elektryczną
- **wyrównanie dobowej zmienności obciążeń** – strategia polega również na przesuwaniu zapotrzebowania w czasie, lecz głównym celem nie są aspekty ekonomiczne, ale techniczne. Przesuwanie części zapotrzebowania z okresów szczytowych na okresy dolinowe zmniejsza wymaganą moc szczytową – umożliwia zredukowanie wykorzystania kosztownych jednostek szczytowych, dodatkowych uruchomień bloków czy też dociążenie bloków systemowych w okresach dolinowych. Korzyścią wtórną jest nieznaczna redukcja strat mocy spowodowana redukcją mocy szczytowych. Korzyści będą większe przy znacznym zróżnicowaniu dobowego zapotrzebowania.

3. Algorytm sterowania – praca programowa

W celu realizacji strategii pracy programowej, zwanej również arbitrażem, opracowano algorytm uwzględniając ograniczenie na pojemność, moc ładowania, moc rozładowania oraz przyjęto typowe wartości parametrów dla ogniw ołowiowo-kwasowych, litowo-jonowych oraz NaS (tab. 3).

Do przeprowadzania analiz wykorzystano rzeczywiste ceny energii elektrycznej zanotowane na Towarowej Giełdzie Energii

¹ Zwykle ogniwa kwasowo-olowiowe mają żywotność ok. 3200 cykli przy DOD = 30%. Parametry pozostałych ogniw przyjęto jako typowe, tj. w wykonaniu standardowym.

² Ogniwa litowo-jonowe cechują się bardzo dużą gęstością magazynowania energii (zarówno masową, jak i objętościową). Dlatego chętnie wykorzystywane są w urządzeniach przenośnych, np. laptopach.

SA (TGE), na podstawie Rynku Dnia Następnego (RDN) w latach 2009–2013. Sesje na Rynku Dnia Następnego występują z rozdzielczością godzinową. W algorytmie założono, że znany jest wektor cen na dobę następną – wówczas opracowany zostaje harmonogram, tj. wektor mocy magazynu dla poszczególnych godzin następnej doby. Z powyższego wynikają następujące założenia algorytmu:

- okres podstawowy optymalizacji – 24 h, tzn. bilans energetyczny wyznaczany jest w ciągu jednej doby, tj. cała zgromadzona energia musi zostać wykorzystana w ramach tej samej doby. Zapobiega to lawinowemu gromadzeniu się energii w ciągu dłuższego czasu, np. tygodnia
- dane wejściowe: 24-godzinny wektor cen energii elektrycznej, parametry magazynu
- optymalizowany jest harmonogram pracy magazynu ze względu na zysk operacyjny³.

Algorytm został zrealizowany w środowisku Matlab. Funkcja *Analiza* wczytuje dane o cenach z pliku MS Excel, posiada ustalone parametry magazynu dla danej technologii i uruchamia dla każdej doby funkcję *Opt* oraz zapisuje wyniki do innego pliku MS Excel. Funkcja *Opt* jest funkcją optymalizacyjną wyznaczającą harmonogram o największym zysku operacyjnym, której struktura została przedstawiona na rys. 2. Funkcja kontroluje dostępność zasobów mocy ładowania/rozładowania oraz pojemności i jeżeli są one dostępne, wywołuje iteracyjnie funkcję *WyznaczCykl*. Kontrola zasobów mocy i pojemności polega na sukcesywnym ich zmniejszaniu w miarę wykorzystywania kolejnych par godzin dla cykli ładowania-rozładowania zasobnika. Początkowy zerowy wektor mocy magazynu jest aktualizowany dla wykorzystanej pary godzin pracy zasobnika. Analogicznie kontrolowany jest stopień naładowania części użytkowej zasobnika i niedopuszczalne są operacje powodujące zmianę jego wartości powyżej 100% lub poniżej 0% w trakcie lub na koniec doby. Algorytm funkcji *WyznaczCykl* przedstawiono na rys. 3. Jej zadaniem jest znalezienie najlepszej pojedynczej pary godzin (przynoszącej największy zysk operacyjny, względny dla wszystkich możliwych kombinacji godzin ładowania i rozładowania zasobnika) przy założonych ograniczeniach, tzn. spośród wszystkich dostępnych kombinacji par godzin ładowania i rozładowania w obrębie doby znajdująca jest para:

- nienaruszająca ograniczeń technicznych (dostępność w danych godzinach mocy na ładowanie i rozładowanie zasobnika oraz nieprzekroczenie założonej pojemności zasobnika)
- charakteryzująca się największym zyskiem względnym określonym wzorem 2
- względny zysk operacyjny określony wzorem 2 jest równy lub większy od wartości granicznej.

Wprowadzony został parametr zysk graniczny względny. Dla każdej pojedynczej operacji ładowania i rozładowania zysk operacyjny względny ma postać (wzór 2):

$$zysk_{wz} = \frac{ceny_r(indR) \cdot P_{rozl} - ceny_l(indL) \cdot P_{lad}}{P_{rozl} \cdot 1h} \quad (2)$$

gdzie:

indR – nr godziny rozładowania; indL – nr godziny ładowania; P_{rozl} – wartość mocy rozładowania wyznaczona przez funkcję *OgraniczV* MW; P_{lad} – wartość mocy ładowania wyznaczona przez funkcję *OgraniczV* MW; *ceny_r* – dobowy wektor cen dla rozładowania ze zmodyfikowanymi wartościami na 0 dla godzin, dla których limit mocy rozładowania został wyczerpany lub dla kilku cykli algorytm nie znalazł zysku z udziałem tej godziny; *ceny_l* – dobowy wektor cen dla ładowania ze zmodyfikowanymi wartościami na bardzo dużymi dla godzin, dla których limit mocy ładowania został wyczerpany lub dla kilku cykli algorytm nie znalazł zysku z udziałem tej godziny.

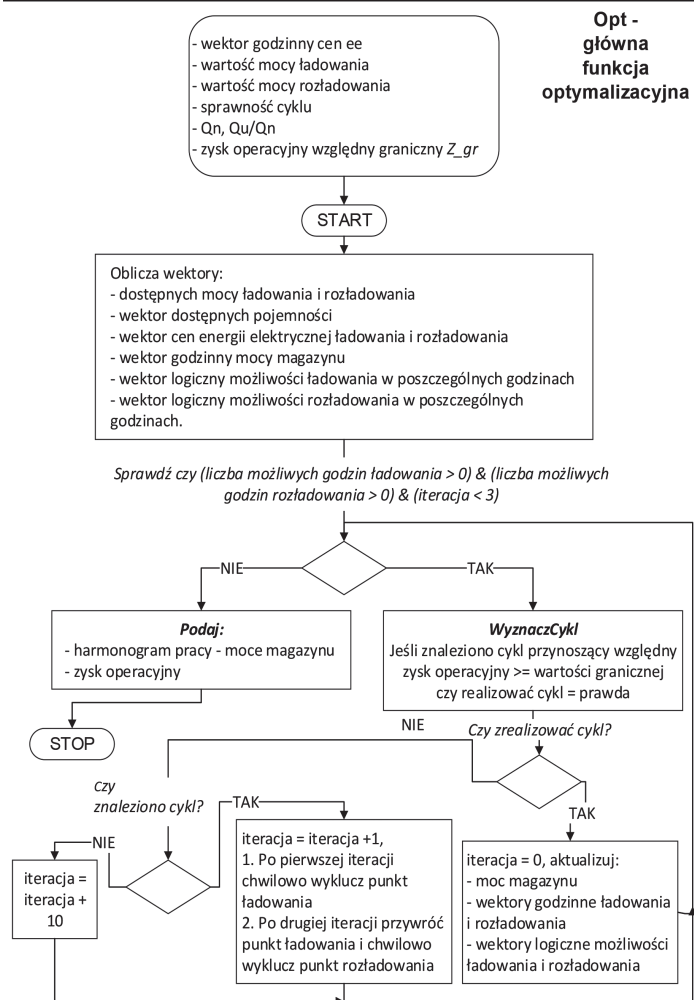
Funkcja jest wykonywana iteracyjnie aż do wyczerpania wszystkich par godzin ładowania i rozładowania zapewniających zysk operacyjny względny o wartości równej co najmniej wartości granicznej, przy założonej sprawności cyklu. Względny zysk operacyjny ma za zadanie zapewnienie minimalnych wymaganych przychodów z operacji ładowanie-rozładowanie zasobnika w celu pokrycia kosztów CAPEX i OPEX w całym okresie życia zasobnika. Ponadto eliminuje realizację cykli ładowania-rozładowania o bardzo niskim zysku operacyjnym. W pierwszej symulacji przyjęto zysk graniczny względny 70 zł/MWh⁴. Podczas wyznaczania pojedynczej pary ładowania-rozładowania moce muszą spełniać wszystkie ograniczenia bilansowe i parametrów magazynu. Jest to realizowane za pomocą funkcji *OgraniczV*, której algorytm został przedstawiony na rys. 4. Wektor dostępnej mocy ładowania i rozładowania jest tworzony w funkcji *Opt* i aktualizowany jest po każdej zatwierdzonej operacji ładowania i rozładowania. Podobnie wyznaczany jest wektor dostępnych pojemności użytkowych. Funkcja *OgraniczV* jest wywoływana, gdy istnieje możliwość wypracowania zysku.

Kolejna symulacja polegała na wyznaczaniu harmonogramu dla różnych ilorazów pojemności użytkowej do pojemności znamionowej Q_u/Q_n przy $Q_n = 10$ MWh i różnych wartości względnych zysków granicznych. Na podstawie wyników wyznaczono sumaryczny zysk operacyjny (różnica pomiędzy kwotą, za którą sprzedano energię, a kwotą wydaną na jej zakup)⁵, względny czas pracy wyznaczony jako iloraz liczby dni, w których magazyn pracował, do liczby wszystkich dni symulacji. Parametr ten określa intensywność pracy magazynu, tzn. w jakiej części czasu znalazł możliwość wypracowania zysku operacyjnego. Dodatkowo wyznaczono sumę energii oddanej do sieci (sprzedanej) oraz maksymalną energię użytkową zgromadzoną w ciągu całej symulacji E_{max} . Parametr ten umożliwi ocenę, czy wykorzystano całą pojemność użytkową. Kolejną obliczaną wielkością na podstawie harmonogramu jest żywotność. Wartość współczynnika żywotności równa 1 oznacza stan akumulatorów fabrycznie nowy,

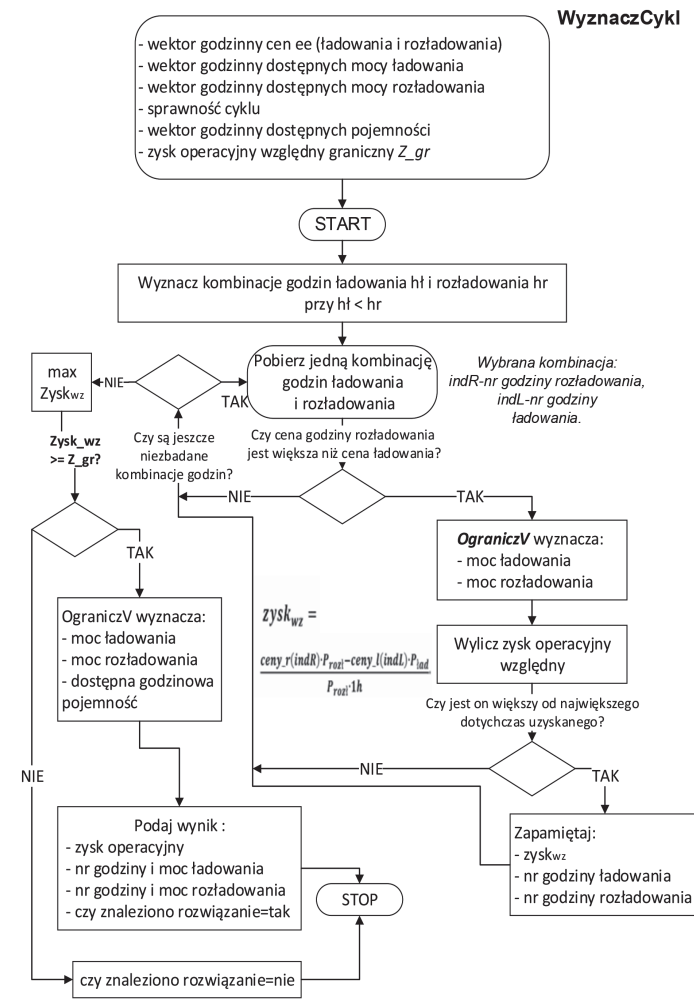
³ Zysk operacyjny stanowi różnicę pomiędzy kwotą uzyskaną ze sprzedaży energii a kwotą wydaną na jej zakup. Uwzględnia sprawność cyklu, tzn. ilość energii wymaganej do zakupu jest $1/\eta$ razy większa od energii sprzedanej.

⁴ Wartość dla pierwszej symulacji została przyjęta arbitralnie. W kolejnej jest ona parametrem. Wartość tego parametru zależy do układu cen w badanym okresie.

⁵ W zysku operacyjnym nie uwzględniono kosztów eksploatacyjnych.



Rys. 2. Struktura głównej funkcji optymalizacyjnej Opt



Rys. 3. Algorytm funkcji wyznaczającej cykl ładowania – rozładowania

a wartość 0 – po całkowitym wyeksploatowaniu (tj. wykonaniu zadanej liczby cykli przy określonym DOD wg charakterystyki żywotności). Uwzględniając okres symulacji i wielkość ubytku żywotności⁶ wyznaczamy żywotność (okres żywotności). Analiza uzyskanych wyników tych symulacji powinna wyznaczyć wielkości kryterialne omówione w punkcie 4.

Przedmiotem doboru jest: jaka część pojemności całkowitej ma stanowić pojemność użyteczną oraz wartość graniczną zysku względnego. Jeśli pojemność użyteczna będzie stanowić pojemność całkowitą uzyskamy większy zysk operacyjny, lecz skrócimy żywotność akumulatorów. W przeciwnym wypadku żywotność może być długa, ale zysk operacyjny znacznie mniejszy. Z kolei skrócenie żywotności akumulatorów powoduje wzrost liczby wymian w zadanym okresie eksploatacji, co powoduje wzrost kosztów inwestycyjnych ponoszonych w trakcie eksploatacji.

4. Wyniki symulacji

Pierwszym elementem badań była symulacja arbitrażu dla różnych pojemności znamionowej magazynu dla danych

cenowych z lat 2009–2013. Zależność zysku operacyjnego od wartości pojemności znamionowej jest liniowa⁷. Zatem nie może ona być podstawą do optymalizacji wielkości magazynu. Jednak zależność kosztów inwestycyjnych magazynu od jego pojemności całkowitej nie musi być liniowa. Dane takie można otrzymać od potencjalnego wykonawcy. Ponadto należy w nim ująć koszty związane z przyłączeniem magazynu do sieci. Będą one zależne od mocy przyłączeniowej, stanu i dostępności infrastruktury sieciowej w wybranej lokalizacji inwestycji. Informacje te można uzyskać od operatora sieci elektroenergetycznej, do której magazyn będzie przyłączony.

Następnym etapem badań były symulacje, w których dodatkowymi parametrami były: względny zysk graniczny oraz iloraz Q_u/Q_n i rodzaj akumulatorów. Na podstawie wyników wyznaczono kilka wielkości. Względny czas pracy wyznaczony został jako iloraz liczby dni, w których magazyn pracował, do całkowitej liczby dni. Średni zysk PLN/MWh to iloraz całkowitego zysku operacyjnego do sumy energii oddanej do sieci w danej symulacji. Emax to maksymalna, znormalizowana wartością pojemności

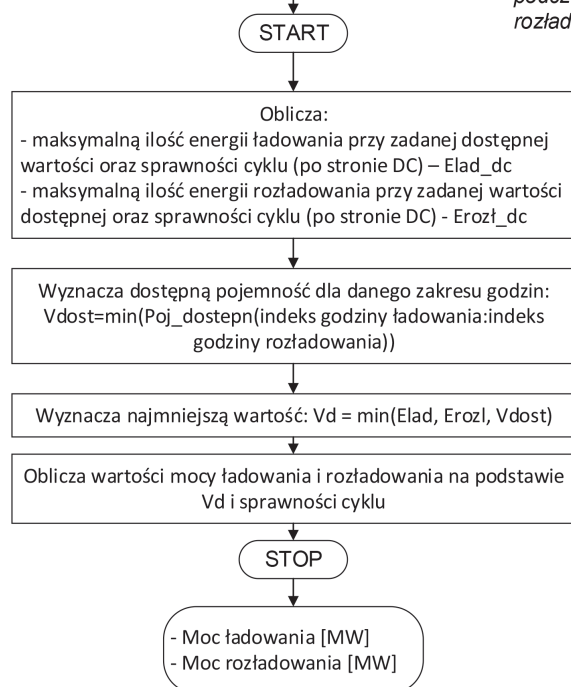
⁶ Wyznaczony jest na podstawie harmonogramu pracy magazynu. Określane są DOD każdego cyklu. Interpolując charakterystykę żywotności, wyznaczmy ubytek żywotności jako różnicę współczynników żywotności przed i po realizacji zadanego harmonogramu.

⁷ Przy zmianie pojemności znamionowej jednocześnie proporcjonalnie zmieniły się ograniczenia na maksymalną moc ładowania i rozładowania. Otrzymywano proporcjonalne względem siebie harmonogramy pracy.

OgraniczV

- dostępna wartość mocy ładowania
- dostępna wartość mocy rozładowania
- wektor dostępnych pojemności
- indeks godziny ładowania
- indeks godziny rozładowania

W funkcji założono, że energia zgromadzona podczas ładowania musi być w całości wykorzystana podczas rozładowania



Parametr	NaS	Li-ion	PbAcid
Pojemność MWh	10		
Maksymalna moc ładowania MW	1,4	10	2
Maksymalna moc rozładowania MW	1,4	30	4
Sprawność cyklu %	85	95	75

Tab. 3. Parametry techniczne magazynów wykorzystywanych w symulacji

tych operacji stanowi współczynnik wykorzystania pojemności użytkowej. Określa on średnią względną pojemność użytkową wykorzystywaną podczas symulacji. Żywotność wyznaczono na podstawie wykonanych liczby cykli, ich głębokości rozładowania. Podczas symulacji godzinne wartości energii użytkowej wyznaczane są na podstawie algorytmu opisanego w punkcie 2. A energia całkowita to suma energii użytkowej i stałej wartości $Q_n - Q_u$. Na podstawie tych wartości energii całkowitej w magazynie wyznaczono liczbę i głębokości rozładowania magazynu. Uwzględniając charakterystykę żywotności magazynu w danej technologii, wyznaczamy ubytek żywotności. Na podstawie ubytku żywotności i czasu trwania symulacji wyznaczono żywotność.

5. Kryteria doboru podstawowych parametrów magazynu – techniczne i ekonomiczne wskaźniki optymalizacji

Na podstawie wyników można zaobserwować, że najważniejszymi parametrami są zysk operacyjny i żywotność. Pozostałe wielkości mają znaczenie drugoplanowe. Zatem wskaźnikami optymalizacji są:

- zysk operacyjny – różnica między przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej a kosztami zakupu energii po cenach niższych. Jest wyliczany na podstawie harmonogramu pracy magazynu i wektora cen energii elektrycznej. Uwzględnia on sprawność cyklu

Rys. 4. Algorytm funkcji wyznaczającej moce ładowania i rozładowania cyklu

użytkowej, energia zgromadzona w magazynie w ciągu całej symulacji. Wielkość oznacza, jaką część pojemności użytkowej wykorzystano chociaż raz. Wyznaczono dla każdej doby maksymalną zgromadzoną energię. Zsumowano je, a wynik podzielono przez iloczyn liczby dni symulacji i pojemności użytkowej. Wynik

Względny zysk operacyjny graniczny = 30 zł/MWh, $Q_n = 10$ MWh

Qu/Qn %	NaS							Li-ion							PbAcid						
	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E_{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E_{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E_{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata
10	98,7	0,87	1 280	77	100	87	> 20	135,5	0,99	1 560	86,82	100	99	> 20	59,5	0,59	814	73,15	100	58,86	> 20
20	189,2	0,87	2 505	76	100	85	> 20	271,0	0,99	3 121	86,82	100	99	> 20	118,4	0,59	1 618	73,14	100	58,51	> 20
30	270,9	0,87	3 671	74	100	83	> 20	406,5	0,99	4 681	86,82	100	99	> 20	175,2	0,59	2 396	73,13	100	57,75	> 20
40	335,5	0,87	4 706	71	100	80	> 20	541,9	0,99	6 242	86,82	100	99	> 20	230,1	0,59	3 148	73,08	100	56,90	20
50	390,2	0,87	5 625	69	100	76	> 20	677,4	0,99	7 802	86,82	100	99	16	279,1	0,59	3 830	72,87	100	55,38	16
60	429,0	0,87	6 323	68	100	72	> 20	812,9	0,99	9 363	86,82	100	99	11	318,8	0,59	4 395	72,54	100	52,96	13
70	453,5	0,87	6 811	67	100	66	17,5	948,4	0,99	10 923	86,82	100	99	8	357,4	0,59	4 942	72,33	100	51,05	11
80	469,3	0,87	7 134	66	100	60	14	1 083,9	0,99	12 484	86,82	100	99	6,8	388,9	0,59	5 370	72,42	100	48,54	9,8
90	474,5	0,87	7 230	66	100	55	11,7	1 219,4	0,99	14 044	86,82	100	99	5,5	418,5	0,59	5 766	72,58	100	46,32	8,7
100	476,8	0,87	7 268	66	100	49	9,89	1 354,0	0,99	15 598	86,80	100	99	4	438,1	0,59	6 031	72,64	100	43,61	7,8

Względny zysk operacyjny graniczny = 100 zł/MWh, Q_n = 10 MWh

Q _u /Q _n %	NaS							Li-ion							PbAcid						
	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata	Zysk operacyjny tys. zł	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk zł/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata
10	34,8	0,14	207	168	100	14	> 20	54,4	0,22	347	156,64	100	22	> 20	22,4	0,09	126	177,28	100	9,14	> 20
20	65,0	0,14	383	169	100	13	> 20	108,7	0,22	694	156,64	100	22	> 20	44,6	0,09	251	177,53	100	9,09	> 20
30	90,1	0,14	528	171	100	12	> 20	163,1	0,22	1 041	156,64	100	22	> 20	66,4	0,09	373	178,06	100	8,98	> 20
40	106,4	0,14	627	170	100	11	> 20	217,4	0,22	1 388	156,64	100	22	> 20	87,5	0,09	490	178,48	100	8,86	> 20
50	118,9	0,14	706	168	100	10	> 20	271,8	0,22	1 735	156,64	100	22	> 20	106,5	0,09	596	178,77	100	8,62	> 20
60	126,4	0,14	756	167	100	9	> 20	326,1	0,22	2 082	156,64	100	22	> 20	122,4	0,09	684	178,90	100	8,25	> 20
70	129,3	0,14	776	167	100	8	> 20	380,5	0,22	2 429	156,64	100	22	> 20	138,0	0,09	771	178,99	100	7,97	> 20
80	131,3	0,14	790	166	100	7	> 20	434,8	0,22	2 776	156,64	100	22	> 20	152,2	0,09	851	178,87	100	7,69	> 20
90	132,6	0,14	800	166	100	6	> 20	489,2	0,22	3 123	156,64	100	22	> 20	166,0	0,09	929	178,76	100	7,46	> 20
100	133,2	0,14	805	165	100	5	> 20	543,1	0,22	3 467	156,66	100	22	18,4	175,1	0,09	984	177,94	100	7,12	> 20

Względny zysk operacyjny graniczny = 70 zł/MWh, Q_n = 10 MWh

Q _u /Q _n %	NaS							Li-ion							PbAcid						
	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. Wykorz. Pojemności %	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności %	Żywotność lata
10	60,7	0,36	523	116,13	100	35,5	> 20	99,5	0,57	888	112,10	100	57,0	> 20	32,9	0,18	255	129,31	100	18,4	> 20
20	112,4	0,36	963	116,78	100	32,7	> 20	199,1	0,57	1 776	112,10	100	57,0	> 20	65,5	0,18	505	129,57	100	18,3	> 20
30	154,4	0,36	1 314	117,51	100	29,8	> 20	298,6	0,57	2 664	112,10	100	57,0	> 20	97,0	0,18	745	130,15	100	18,0	> 20
40	182,7	0,36	1 561	117,10	100	26,5	> 20	398,1	0,57	3 552	112,10	100	57,0	> 20	127,4	0,18	976	130,59	100	17,6	> 20
50	204,1	0,36	1 747	116,79	100	23,7	> 20	497,7	0,57	4 440	112,10	100	57,0	> 20	154,4	0,18	1 179	131,00	100	17,0	> 20
60	217,7	0,36	1 873	116,24	100	21,2	> 20	597,2	0,57	5 328	112,10	100	57,0	19	175,6	0,18	1 332	131,80	100	16,1	> 20
70	223,7	0,36	1 931	115,82	100	18,7	> 20	696,7	0,57	6 216	112,10	100	57,0	14,4	196,3	0,18	1 481	132,55	100	15,3	> 20
80	227,4	0,36	1 968	115,60	100	16,7	> 20	796,3	0,57	7 103	112,10	100	57,0	12	214,2	0,18	1 607	133,29	100	14,5	> 20
90	229,3	0,36	1 985	115,51	100	15,0	> 20	895,8	0,57	7 991	112,10	100	57,0	9,6	231,5	0,18	1 728	133,97	100	13,9	> 20
100	230,3	0,36	1 994	115,49	100	13,5	> 20	994,3	0,57	8 868	112,11	100	57,0	7,2	242,9	0,18	1 811	134,12	100	13,1	> 20

- żywotność – okres żywotności. Wyznacza liczbę wymian akumulatorów w zadanym okresie eksploatacji.

6. Wnioski

W przypadku wykorzystania magazynu do pracy programowej (arbitrażu) zysk operacyjny jest proporcjonalny do wartości pojemności całkowitej magazynu. Jest to spowodowane faktem: im większa pojemność całkowita, tym więcej energii można zakupić po niższej cenie i sprzedać po wyższej⁸. Dobór całkowitej pojemności magazynu będzie zatem podyktowany możliwościami przyłączenia obiektu o danej mocy i jego kosztami,

możliwościami finansowymi inwestora⁹. Na możliwość wypracowania zysku mają wpływ $P_{ład}/Q$, $P_{rozł}/Q$ i η_{cyklu} . Im większe wartości względne mocy, tym większe możliwości wykonania cyklu w najlepszych godzinach, wykorzystując dostępną pojemność. Jednak nie powinny być większe niż 1. Sprawność cyklu ma wpływ na liczbę opłacalnych cykli możliwych do zrealizowania. Na podstawie wyników przedstawionych w tab. 4 można stwierdzić, że wartość zysku operacyjnego granicznego 100 zł/MWh jest za wysoka, ponieważ w każdej technologii względny czas pracy jest niski oraz współczynnik wykorzystania pojemności jest mniejszy lub równy 22%. Oznacza to, że przy takiej wartości

⁸ Jest to spowodowane tym, że wzrost pojemności znamionowej implikuje proporcjonalny wzrost maksymalnych mocy ładowania i rozładowania. To zwiększa proporcjonalnie energię ładowania i rozładowania. Harmonogramy magazynów tego samego typu o różnych pojemnościach znamionowych, przy takim samym Q_u/Q_n , będą wykazywały się proporcjonalnością mocy.

⁹ To powinno być przedmiotem osobnej szczegółowej ekspertyzy techniczno-ekonomicznej dla danego przypadku.

Względny zysk operacyjny graniczny = 15 zł/MWh, $Q_n = 10$ MWh

Qu/Qn %	NaS							Li-ion							PbAcid						
	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności użyt. %	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności użyt. %	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Względny czas pracy	Energia oddana do sieci MWh	Średni zysk PLN/MWh	E _{max} %	Wsp. wykorzyst. pojemności użyt. %	Żywotność lata
10	102,3	0,97	1 435	71,29	100	97,0	> 20	138,0	1	1 683	82,01	100	100,0	> 20	65,7	0,78	1 081	60,77	100	78,1	> 20
20	197,2	0,97	2 849	69,22	100	96,4	> 20	276,1	1	3 367	82,01	100	100,0	> 20	130,6	0,78	2 153	60,68	100	77,8	> 20
30	284,0	0,97	4 237	67,02	100	95,6	> 20	414,1	1	5 050	82,01	100	100,0	> 20	193,6	0,78	3 201	60,48	100	77,1	> 20
40	354,9	0,97	5 544	64,01	100	93,9	> 20	552,2	1	6 733	82,01	100	100,0	> 20	254,5	0,78	4 224	60,26	100	76,3	15
50	417,1	0,97	6 789	61,44	100	92,0	> 20	690,2	1	8 416	82,01	100	100,0	15,2	309,9	0,78	5 193	59,68	100	75,1	12
60	466,3	0,97	7 951	58,65	100	89,8	19,9	828,3	1	10 100	82,01	100	100,0	10,2	356,4	0,78	6 059	58,82	100	73,0	10
70	500,7	0,97	8 901	56,25	100	86,2	15,6	966,3	1	11 783	82,01	100	100,0	7,6	401,7	0,78	6 903	58,19	100	71,3	8,5
80	524,2	0,97	9 585	54,69	100	81,2	12,6	1 104,3	1	13 466	82,01	100	100,0	6,3	439,6	0,78	7 622	57,67	100	68,9	7,4
90	532,5	0,97	9 826	54,19	100	74,0	10,4	1 242,4	1	15 149	82,01	100	100,0	5	475,3	0,78	8 297	57,29	100	66,7	6,5
100	536,0	0,97	9 920	54,03	100	67,2	8,8	1 379,3	1	16 815	82,03	100	100,0	3,8	499,6	0,78	8 770	56,96	100	63,4	5,9

Tab. 4. Wyniki symulacji pracy magazynu przy zmiennej pojemności użytkowej i względnym zysku operacyjnym granicznym 15 zł/MWh, 30 zł/MWh, 70 zł/MWh i 100 zł/MWh

granicznej algorytm nie był w stanie znaleźć wielu rozwiązań spełniających ograniczenia. Co skutkuje wysoką żywotnością. Względny czas pracy jest zależny od wartości granicznego zysku względnego, lecz nie zależy od tego, jaką część pojemności znamionowej stanowi pojemność użytkowa. W przypadku technologii Li-ion współczynnik wykorzystania pojemności również nie zależy od Q_u/Q_n . Natomiast w pozostałych technologiach maleje on wraz ze wzrostem Q_u/Q_n . Natomiast nie zaobserwowano zbyt dużej pojemności w stosunku do mocy ładowania i rozładowania, tzn. że pewna część pojemności nigdy nie była wykorzystywana w trakcie symulacji ($E_{max} = 100\%$). W przypadku wartości granicznej 15 zł/MWh widać wyraźny wpływ głębokości rozładowania (Q_u/Q_n) na żywotność.

Głównym kryterium jest zysk operacyjny, lecz przy zachowaniu żywotności, np. wymiana akumulatorów co pięć lat. Współczynnik wykorzystania pojemności wyraża intensywność pracy magazynu. Ponadto wraz ze wzrostem wartości granicznej względnego zysku operacyjnego rośnie średni zysk, co jest skutkiem niezatwierdzania cykli o niższych zyskach względnych. Niezależnie od parametrów symulacji magazynu Li-ion mają największe współczynniki wykorzystania pojemności oraz

zyski operacyjne. Spośród otrzymanych wyników optymalną wartością jest magazyn Li-ion, przy $Q_u/Q_n = 90\%$ i względnym zysku granicznym równym 30 PLN/MWh. W przypadku wartości granicznej 15 PLN/MWh nie otrzymujemy znacznego przyrostu zysku. Jest to typowy problem optymalizacji wielokryterialnej w sensie Pareto. Do tego celu można użyć algorytmów ewolucyjnych z niszowaniem [1]. Po otrzymaniu frontu Pareto należy wybrać jedno rozwiązanie, wykorzystując dowolną metodę lub kryterium, np. maksymalizacji zysku operacyjnego. Kolejnym etapem prac będzie zbadanie możliwości efektywnego zastosowania algorytmów ewolucyjnych do optymalizacji zysku operacyjnego i żywotności za pomocą zysku względnego granicznego, Q_u/Q_n oraz rodzaju technologii.

BIBLIOGRAFIA

1. Białaszewski T., Wielokryterialna optymalizacja parametryczna układów z zastosowaniem algorytmów ewolucyjnych, Pomorskie Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Gdańsk 2007.

Jarosław Korpikiewicz

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki, kierunek automatyka i robotyka (2002). Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę projektowania obiektów elektroenergetycznych, jakość energii elektrycznej, usługi systemowe i regulacyjne, problematykę pracy systemu elektroenergetycznego, automatykę elektrowni i SEE oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Ponadto zajmuje się informatyką techniczną, tj. analizą i tworzeniem systemów informatycznych z zastosowaniem w elektroenergetyce i automatyce. Doktorant w Akademii Morskiej w Gdyni, Katedra Automatyki Okrętowej.

The Optimal Choice of Electrochemical Energy Storage Parameters

Keywords

energy storage, optimization, Smart Grid

Abstract

The possibility of using energy storage in a power system is being increasingly often highlighted. Its operating mode or manner of use is called „storage usage strategy”. One of them, program operation, was selected for this study. An algorithm of the supervisory control of storage for a chosen strategy is described. Simulation results are presented. The investor may have a dilemma of how to select parameters for the storage operated in a strategy. Based on the simulation results, technical and economic optimization indicators were determined. A pattern of the selection of total storage capacity for the chosen strategy was developed, taking into account various types of electrochemical storage, with a fixed usable capacity. The considered optimization problem is to establish a compromise between storage life and its effective use.

Systemy GIS i AMI jako źródła danych do poprawy efektywności pracy sieci, wyniki badań w obszarze pilotażowym

Autorzy

Sławomir Noske
Dominik Falkowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieci inteligentne, Smart Grid, sieć nN, redukcja strat

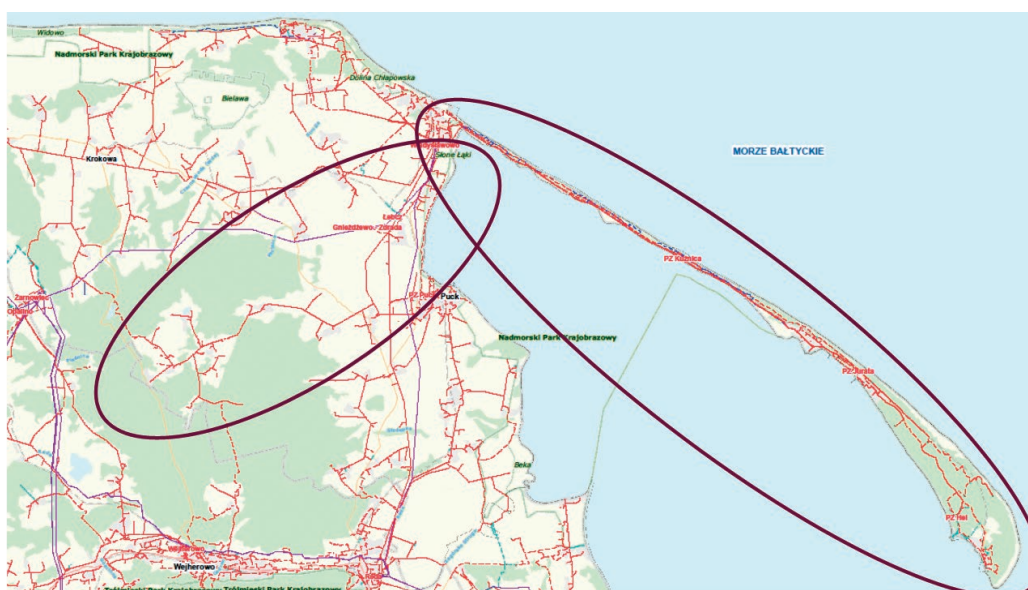
Streszczenie

Nowe technologie z obszaru Smart Grid umożliwiają zwiększenie obserwowalności sieci i wykorzystanie danych do wdrożenia nowych narzędzi analitycznych. Integrując dostępne dane, możliwa jest zmiana sposobu zarządzania pracą sieci i podniesienie jej efektywności. W artykule przedstawiono wyniki z przeprowadzonych w 2014 roku badań w zakresie możliwości ograniczenia strat technicznych w sieci nN poprzez rekonfigurację i optymalizację układu pracy sieci. Dzięki wykorzystaniu danych z systemów monitorujących pracę sieci nN oraz nowoczesnych metod obliczeniowych możliwe jest ograniczenie w znacznym stopniu strat technicznych w sieci nN w sposób bezinwestycyjny (bez dodatkowych nakładów w rozbudowę sieci).

Wprowadzenie

Rozwój nowych technologii, zmiany w strukturze rynku, przyłączanie mikrogeneracji na poziomie niskiego napięcia oraz konieczność spełniania oczekiwań wszystkich podmiotów tworzących rynek energetyczny powoduje, że koncerny energetyczne stają przed nowymi wyzwaniami związanymi z zarządzaniem siecią [1]. Dla operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) możliwością sprostania oczekiwaniom stawianym przez klientów, URE oraz głównych udziałowców jest wdrażanie technologii

z obszaru inteligentnych sieci energetycznych (ISE). Jednym z wymagań nakładanych na OSD, zarówno przez regulacje krajowe, jak i unijne (Dyrektywa 2012/27/UE [2] i „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” [3]), jest obowiązek podnoszenia efektywności działania, racjonalizacja wykorzystania energii elektrycznej oraz ograniczenie strat energii. Podstawą do podejmowania działań w wyżej wymienionym zakresie jest wiedza na temat sposobu pracy sieci. Wdrożenie technologii z obszaru sieci Smart Grid umożliwia zwiększenie obserwowalności pracy



Rys. 1. Obszar objęty pilotażowym wdrożeniem ISE

sieci oraz monitorowanie jej parametrów na dowolnym poziomie napięcia, w tym na poziomie niskich napięć. Szczególną rolę w tym zakresie odgrywają systemy AMI. Do tej pory OSD posiadały bardzo ograniczony zakres wiedzy o sposobie pracy sieci nN. Dzięki instalacji urządzeń pomiarowych w głębi sieci (liczników AMI u odbiorców końcowych oraz liczników bilansujących w stacjach SN/nN) możliwe jest wdrożenie nowych narzędzi i algorytmów do sterowania pracą sieci i zmiana w sposobie zarządzania siecią energetyczną. OSD zbierają coraz większe ilości informacji dotyczących sieci energetycznej na wszystkich poziomach napięć, w szczególności: dane o majątku sieciowym i topologii z systemów GIS, rzeczywiste dane o zużyciu energii elektrycznej w 15-minutowych interwałach czasu z systemów AMI oraz dane czasu quasi-rzeczywistego z systemów dyspozytorskich SCADA, które pozwalają na opracowywanie coraz dokładniejszych modeli sieci.

Projekt pilotażowy na Helu

W 2011 roku ENERGA-OPERATOR SA rozpoczęła pracę nad pierwszym projektem pilotażowym wdrożenia sieci Smart Grid w Polsce. Celem projektu było zbadanie, jaki wpływ na pracę sieci będzie miało wprowadzenie do tradycyjnej sieci elektroenergetycznej elementów Smart Grid. Projekt swoim obszarem objął całą sieć SN i nN na obszarze Półwyspu Helskiego oraz jedną linię napowietrzną SN Piaśnica, zasilaną z GPZ Władysławowo wraz z siecią nN zasilaną z tego ciągu. Projektem zostało objętych ponad 200 km linii SN, 150 stacji SN/nN oraz 150 km linii nN. Z sieci na obszarze pilotażu zasilanych jest blisko 10 tys. odbiorców. W projekcie prowadzone były badania w obszarze: poprawy niezawodności i efektywności pracy sieci, ograniczenia kosztów prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej oraz optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej i telekomunikacyjnej [4], [5]. Jedną z przeprowadzonych analiz było zbadanie możliwości ograniczenia strat technicznych w sieci poprzez optymalizację konfiguracji i układu pracy sieci.

Badania redukcji strat na poziomie nN

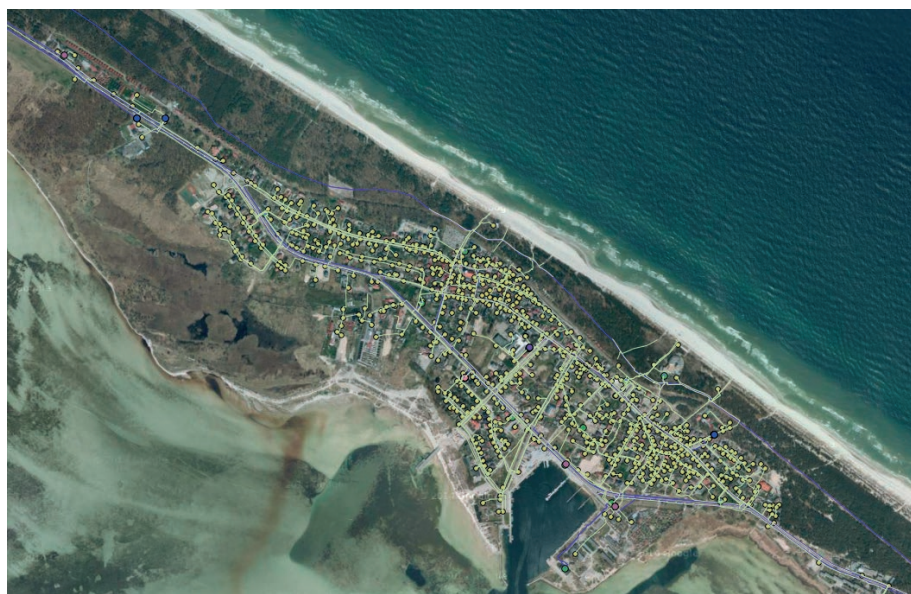
Prace badawcze były realizowane latem, w czasie szczytu obciążenia w badanym obszarze. Badania prowadzone były w dwóch etapach:

- badania modelowe wraz z obliczeniami optymalizacyjnymi dla sieci SN i nN w obszarze Półwyspu Helskiego (przy ograniczanych danych z systemu AMI)
- szczegółowe obliczenia techniczne dla wybranego obszaru sieci nN na podstawie danych pomiarowych z układów bilansujących stacji transformatorowych SN/nN i liczników AMI zainstalowanych u odbiorców.

W ramach pierwszego etapu badań zostały wykonane obliczenia na całym modelu sieci SN i nN na Półwyspie Helskim. W związku z niepełnymi danymi z liczników AMI (system AMI był w trakcie wdrażania) w badaniach posłużono się danymi pomiarowymi z uruchomionych liczników AMI oraz z systemu billingowego (odczyty inkasenckie). W wyniku przeprowadzonych badań obliczono możliwość redukcji strat w sieci SN i nN na poziomie 9% w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu roku. W celu osiągnięcia takiego efektu konieczne byłoby wykonanie 213 przełączeń w sieci [6].

Wyniki obliczeń obejmują okres 1 czerwca – 31 lipca 2013	
Początkowe straty energii w układzie normalnym	280 276 kWh
Optymalizacja układu wymagająca 213 przełączeń	
Straty energii po zoptymalizowaniu układu	254 616 kWh
Zmniejszenie strat energii	25 660 kWh
Obliczona redukcja strat w sieci SN i nN	9,2%

Tab. 1. Wyniki obliczeń z I etapu optymalizacji układu pracy sieci SN i nN dla całego Półwyspu Helskiego



Rys. 2. Obszar sieci objęty badaniami na poziomie nN – miasto Jastarnia

Po zakończeniu badań w ramach pierwszego etapu przystąpiono do etapu drugiego, który zakładał przeprowadzenie analiz optymalizacji układu pracy w zakresie tylko sieci nN dla zamkniętego obszaru od strony topologii sieci (wyspa z brakiem możliwości zasilania odbiorców ze stacji SN/nN spoza obszaru badań). Jako obszar badań wybrano miejscowość Jastarnia, na której terenie znajduje się blisko 1500 odbiorców. Analizy były prowadzone w okresie 1 lipca – 31 sierpnia 2014 roku.

Model matematyczny sieci nN

Na bazie modelu z etapu pierwszego został opracowany bardzo szczegółowy model matematyczny sieci nN dla miejscowości Jastarnia. Zawierał on:

- dane na temat sieci w obszarze miejscowości Jastarnia
- informacje o topologii sieci wraz z informacją o punktach podziałowych
- dane o przypisaniu odbiorcy do punktu poboru energii elektrycznej (PPE)
- rzeczywiste dane o zużyciu energii
- rzeczywiste dane o energii przepływającej przez stację SN/nN.

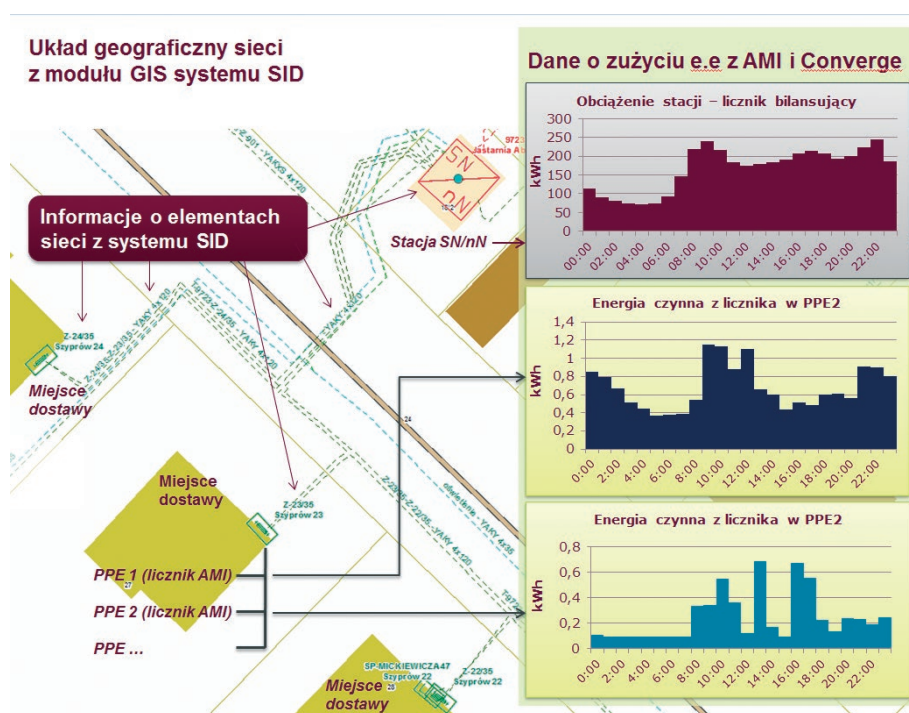
Podstawowym źródłem informacji na temat sieci były dane zawarte w Systemie Informacji o Dystrybucji (SID). W systemie zawarte są wszelkie informacje na temat majątku sieciowego, tj. przekroje, długości i typy przewodów, schematy połączeń i złącz kablowych, przypisanie odbiorców do punktów zasilania w sieci, informacje o punktach podziałowych. System posiada również model sieci w odwzorowaniu geoprzestrzennym.

Dane o zużyciu energii elektrycznej odbiorców pochodziły z aplikacji AMI (taryfa G) oraz z systemu CONVERGE (taryfy C i B).

Dane o zużyciu energii czynnej w systemie AMI są pozyskiwane w interwałach 15-min. System AMI jest przygotowany również do dostarczania informacji o zużyciu energii biernej. W związku z bardzo ograniczonym zastosowaniem takich danych są one obecnie odczytywane raz na dobę. System CONVERGE dostarcza dane o zużyciu energii czynnej i biernej z gradacją godzinową. W związku z kurortowym charakterem Jastarni, w okresie letnim pojawiają się odbiorcy sezonowi prowadzący działalność jedynie przez okres sezonu. Odbiorcy ci nie są wyposażeni w liczniki z możliwością zdalnego odczytu. Na potrzeby analiz dla tych odbiorców zostały estymowane krzywe obciążenia na podstawie miesięcznych odczytów bilingowych. Dodatkowo model został uzupełniony o dane z liczników bilansujących, znajdujących się w stacjach SN/nN, oraz odczytami z systemu SCADA dla stacji posiadających system opomiarowania odpływów.

Badania i wyniki

Do wykonania obliczeń posłużono się systemem ELGrid firmy GLOBEMA. Program umożliwia wykonanie różnych analiz pracy sieci, między innymi analiz optymalizacji układu pracy sieci pod kątem minimalizacji strat sieciowych [7]. W badaniach wykorzystano zaimplementowaną metodę optymalizacji konfiguracji sieci SN oraz nN, opartą na algorytmie genetycznym wykorzystujący jako funkcję kryterialną prosty okres zwrotu poniesionych nakładów. Algorytm uwzględnia podstawowe ograniczenia techniczne, tj.: zachowanie otwartej konfiguracji sieci, brak przeciążeń długotrwałych elementów sieciowych oraz utrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnym zakresie [6]. Optymalna konfiguracja sieci jest obliczana poprzez manipulowanie układem połączeń



Rys. 3. Opracowany model sieci dla miasta Jastarnia. Prezentacja powiązań między geograficznym modelem sieci a punktami poboru energii (PPE) elektrycznej wraz z rzeczywistymi danymi o zużyciu energii w poszczególnych godzinach

sieci w złączach kablowych, dla których określono koszt i łatwość wykonywania przełączeń. W analizie nie brano pod uwagę możliwości rozbudowy sieci w celu poprawy efektywności pracy (wariant bezinwestycyjny). Badania zostały wykonane dla okresu szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w sezonie letnim. W pierwszej kolejności na podstawie danych pomiarowych z lipca wyliczono poziom strat dla układu normalnego oraz optymalny układ pracy sieci. Na przełomie lipca i sierpnia zostały wykonane przełączenia w sieci zgodnie z wyliczonym układem optymalnym i ponownie wykonano obliczenia poziomu strat, tym razem dla sierpnia. Badania modelowe wykazywały potencjalną redukcję poziomu strat energii w sieci nN na poziomie 16%. Wymagało to wykonania 17 przełączeń w sieci nN.

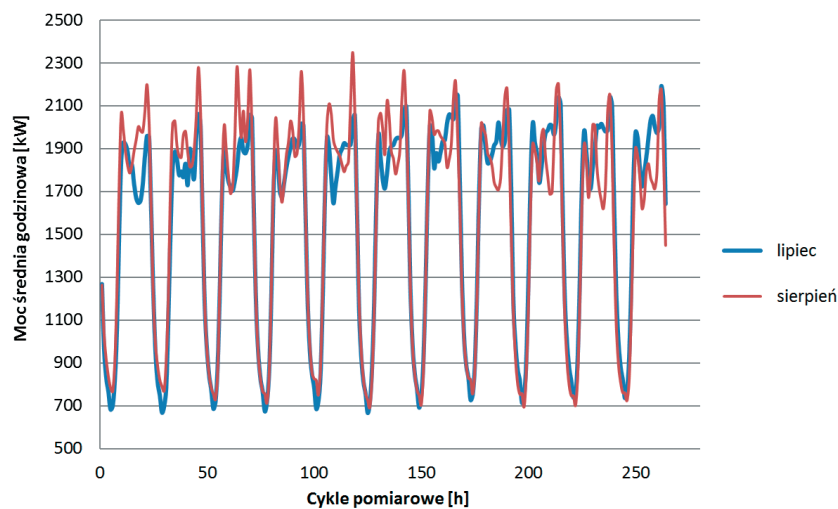
W celu potwierdzenia wyników analiz i potencjału redukcji strat energii przeprowadzono dodatkowo szczegółową analizę. Dla wybranych 10 dni z lipca i sierpnia wykonano bilansowanie energii. Podczas wyboru okresu referencyjnego kierowano się kryterium zbliżonego poziomu zużycia energii w obu miesiącach oraz zbliżonym kształtem krzywych obciążenia. Analiza została przeprowadzona dla okresów doby, w których występują największe straty energii oraz zużycie energii w sieci jest

	Lipiec	Sierpień
Początkowe straty energii w układzie normalnym	20 375 kWh	18 487 kWh
Optimalizacja układu wymagająca 17 przełączeń		
Straty energii dla zoptymalizowanego układu	17 075 kWh	14 798 kWh
Zmniejszenie strat energii	3 300 kWh	3 689 kWh
Procentowa redukcja strat w sieci nN	16,2%	19,95%

Tab. 2. Wyniki obliczeń z II etapu optymalizacji układu pracy sieci nN w miejscowości Jastarnia

największe (godz. 9–15). Wyniki bilansowania potwierdziły obliczony redukcję strat sieciowych w sieci.

Przeprowadzona analiza przy użyciu systemu ELGrid pozwoliła również zbadać, w jaki sposób zmienia się obciążalność elementów sieci. Na rysunku poniżej przedstawiono wpływ optymalizacji na obciążalność przewodów. Kolorem zielonym oznaczono przewody obciążone do 50%, żółtym 51–80%, czerwonym 81–100%, brązowym powyżej 100%.



Rys. 4. Dobowa zmienność obciążenia dla wybranego okresu 10 dni w lipcu i sierpniu



Rys. 5. Wpływ optymalizacji układu pracy sieci na ciągi zasilające. Po lewej układ normalny – lipiec, po prawej układ po zoptymalizowaniu – sierpień

Wnioski

Przeprowadzone badania wykazały, że istnieje duży potencjał podniesienia efektywności pracy sieci, z wykorzystaniem bezkosztowych sposobów związanych z analizą sposobu pracy sieci i optymalizacją układu pracy sieci. Szczególnie duży potencjał istnieje w sieciach niskiego napięcia, dla których opracowane przed latami metodą ekspercką układy normalne nie są obecnie układami optymalnymi. Wraz z rozwojem sposobów zarządzania majątkiem sieciowym przedsiębiorstwa sieciowe budują informacje o sieci w systemach informacji przestrzennej (systemy klasy GIS). Mogą one się stać bardzo dobrym źródłem danych do budowy modelu matematycznego sieci w systemach obliczeniowych. Nowe rozwiązania i technologie z obszaru Smart Grid, takie jak np. AMI czy systemy monitorowania i pomiarów w głębi sieci, dostarczają niezbędnych danych do określenia rozplądów mocy w sieci. Te nowe rozwiązania zapewniają niespotykaną jakość danych obliczeniowych i wprowadzają nową jakość do obliczeń. Aby skutecznie je wykorzystywać, niezbędne jest zapewnienie wysokiej jakości danych i bieżąca aktualizacja. Przeprowadzone badania potwierdzają, że:

- już dzisiaj istnieją techniczne możliwości do budowy systemów obliczeniowych opartych na rzeczywistych modelach sieci i rozplądach mocy obliczonych, z wykorzystaniem rzeczywistych dobowych charakterystyk obciążeń każdego indywidualnego odbiorcy
- w obszarach miejskich, w których sieć nN jest bardzo rozbudowana, z wieloma możliwościami przełączeń układu pracy, istnieje duży potencjał w zakresie optymalizacji pracy sieci i ograniczenia strat technicznych

- nowoczesne systemy obliczeniowe mogą być wykorzystywane znacznie szerzej (nie tylko do ograniczania strat technicznych). Mogą posłużyć do zwiększania mocy przyłączeniowej, ograniczenia inwestycji związanych z rozbudową sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA w perspektywie do 2020 roku, Gdańsk 2011.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
3. Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 roku, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
4. Noske S., Wawrzyniak M., Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych, *Acta Energetica* 2014, nr 4/21, str. 91–96.
5. Falkowski D., Noske S., Helt P., Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.
6. Noske S., Helt P., Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.
7. Falkowski D. i in., Doświadczenia z wdrażania modułu obliczeń technicznych dla sieci SN i nN, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.

Sławomir Noske

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1990), w 2013 roku na swoim macierzystym wydziale uzyskał tytuł doktora nauk technicznych. Ukończył studia menedżerskie MBA w Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Pracownik ENERGA-OPERATOR SA. Obecnie zaangażowany w prace związane z wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań Smart Grid w obszarze sieci dystrybucyjnej. Członek Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) reprezentujący Polskę w Komitecie Studiów CIGRE B1 Insulated Cables, przewodniczący zespołu ds. kabli przy PTPiREE. Autor i współautor wielu publikacji i referatów wygłaszanych na konferencjach międzynarodowych (CIGRE i CIRED) oraz krajowych. Tematyka publikacji jego autorstwa dotyczy badań i diagnostyk linii kablowych oraz obszaru sieci inteligentnych.

Dominik Falkowski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012) oraz słuchacz studiów doktoranckich na macierzystej uczelni. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt badawczy analizujący wpływ przyłączenia EJ w Żarnowcu oraz rozwój KSE do 2025 roku na pracę sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA. Od 2012 roku pracownik Departamentu Innowacji w ENERGA-OPERATOR SA. Zawodowo związany z wdrażaniem technologii Smart Grid w zakresie sieci dystrybucyjnej. Tematyka publikacji autora jest związana głównie z sieciami inteligentnymi oraz ich wdrażaniem.

GIS and AMI Systems as Sources of Data to Improve Grid Operation Efficiency, the Results of a Pilot Study

Keywords

intelligent network, Smart Grid, low voltage grid, losses reduction

Abstract

New Smart Grid technologies allow increasing grid observability and the use of data for the implementation of new analytical tools. By integrating the available data, the grid management paradigm can be changed, and grid effectiveness increased. The paper presents the results of a 2014 research work into the potential for reducing technical losses in low voltage grid through reconfiguration and optimization of the grid operating system. By using data from LV grid monitoring systems and modern computational methods significant reduction of the technical losses in LV grids can be achieved with no additional capital expenditures on grid development.

Korporacyjne systemy monitorowania jakości energii elektrycznej

Autorzy

Wiesław Gil
Przemysław Wronek

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

ocena jakości energii elektrycznej, systemy korporacyjne, klasa A

Streszczenie

W artykule omówiono korporacyjne systemy oceny jakości energii elektrycznej, których rozwój jest obecnie stymulowany wprowadzaniem technologii Smart Grid. Przedstawiono właściwości urządzeń, łączący komunikacyjnych i serwerów. Wskazano na problemy związane z certyfikacją urządzeń pomiarowych oraz ograniczenia spowodowane istnieniem swoistych monopolów technologicznych, wynikających z braku standaryzacji wymiany danych. Podkreślono konieczność wdrożenia i przestrzegania zasad bezpieczeństwa systemów informatycznych. Wskazano na celowość integracji urządzeń pomiarowych z systemami stacyjnymi. Wyszczególniono korzyści wynikające z wdrażania systemów korporacyjnych.

1. Wprowadzenie

Do niedawna zakładano, że postępująca komercjalizacja wytwarzania i obrotu energią elektryczną będzie głównym czynnikiem wymuszającym wdrażanie urządzeń i systemów do monitorowania jakości energii elektrycznej (SMJEE). Obecnie ten trend jest znacząco wzmacniany wymaganiami dotyczącymi stabilności pracy sieci, wynikającymi z rozwoju źródeł energii odnawialnej i energetyki prosumenckiej. W spółkach energetycznych i zakładach przemysłowych stosowane są rozliczne urządzenia do pomiaru w trybie dorywczym. Z powodu zmieniających się uwarunkowań staje się to niewystarczające, zatem są wdrażane lub co najmniej opracowywane rozwiązania oparte na urządzeniach stacjonarnych, to znaczy zainstalowanych na stałe i przesyłających dane online, czyli przez cały czas.

Urządzenia stacjonarne są łączone w SMJEE. Skłania do tego nie tylko ich wzrastająca liczba i związana z tym potrzeba automatycznego odczytu mierzonych danych, gromadzenia ich w odpowiednich strukturach, przechowywania przez określony czas, ale także realizacji dodatkowych funkcji, możliwych dzięki integracji na poziomie korporacji.

Przesyłanie danych w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz dużych zakładach przemysłowych wymaga zapewnienia wydolnych dróg komunikacyjnych. Ponadto każdy z tych obszarów wdrożeń posiada swoją specyfikę związaną z rozległością komunikacji oraz przeznaczeniem zbieranych i przetwarzanych danych.

2. Struktura systemu korporacyjnego

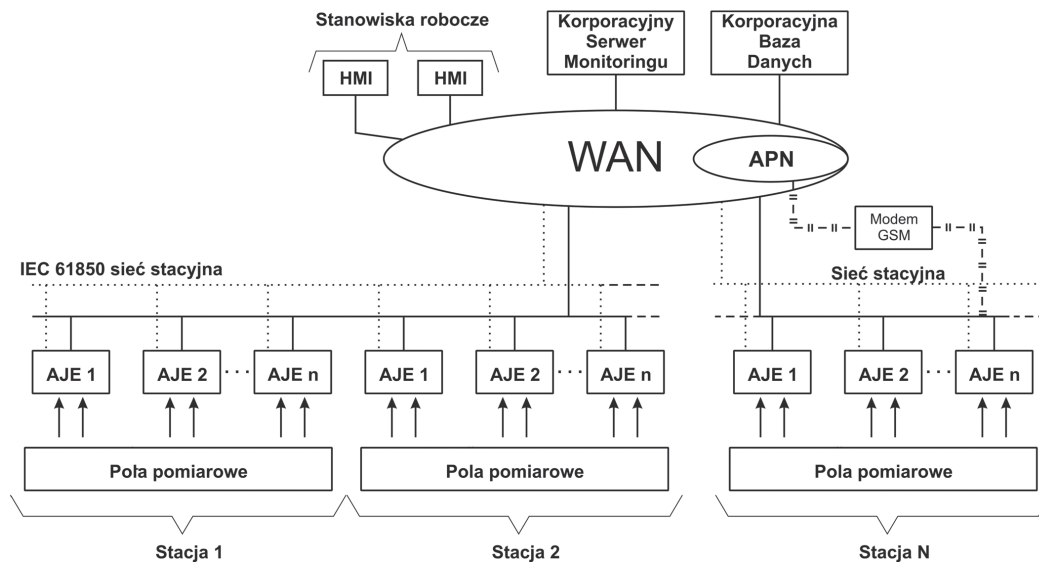
System korporacyjny musi zbierać wymagane dane z bardzo wielu punktów pomiarowych, koncentrować je w bazie danych oraz wykonywać wymagane algorytmy oceny jakości energii

elektrycznej (JEE). Struktura warstwowa, pokazana na rys. 1, zapewnia realizację tych zadań.

Na stacjach elektroenergetycznych pracuje wiele urządzeń z funkcjami pomiarowymi, takich jak: rejestratory zakłóceń, zabezpieczenia, sterowniki polowe. W praktyce okazuje się, że nie mogą one być źródłem danych dla oceny JEE, gdyż nie udostępniają pełnego zakresu wymaganych parametrów. Nie agregują one danych zgodnie z wymaganiami norm, mają odmienne zakresy pomiarowe oraz częstotliwości próbkowania sygnałów. Podstawową warstwę SMJEE tworzą zatem specjalizowane mierniki i analizatory jakości energii (AJE), wyznaczające wszystkie wymagane wielkości zgodne z klasą A, wg normy PN-EN61000-4-30 [1]. Norma ta zakłada, że uzyskane wyniki mogą być wykorzystywane do celów rozliczeniowych, a także do weryfikacji ewentualnych roszczeń.

Kolejna warstwa to struktura komunikacyjna, zbudowana z łączy dostępnych na stacji energetycznej oraz rozległych struktur komunikacyjnych WAN. W jej skład wchodzi istniejące przełączniki sieciowe, routery komunikacyjne, łączą GPRS, nadajniki radiowe. Z reguły nie buduje się wydzielonej sieci komunikacyjnej dla SMJEE.

Warstwa nadrzędna korporacyjnego SMJEE to serwery i bazy danych. W serwerach jest zainstalowane oprogramowanie zbierające dane z urządzeń pomiarowych i przetwarzające je w informacje dotyczące jakości energii oraz wspierające prezentację danych. Serwery posiadają także zintegrowane oprogramowanie do tworzenia i zarządzania konfiguracjami poszczególnych urządzeń wraz z oprogramowaniem testującym. Serwer współpracuje z korporacyjną bazą danych. Warstwę nadrzędną uzupełniają stanowiska robocze HMI.



Rys. 1. Schemat korporacyjnego SMJEE

3. Charakterystyka urządzeń pomiarowych

3.1. Pomiary i obliczenia

Podstawowe parametry JEE, wyznaczone przez AJE zgodnie z odnośnymi normami, to: wartość napięcia zasilającego, częstotliwość, wskaźnik migotania światła (ang. *flicker*), harmoniczne i interharmoniczne napięcia, asymetria napięcia, wartość napięcia sygnalizacyjnego w napięciu zasilającym, zapady, przerwy i wzrosty napięcia, odchylenie napięcia w górę i w dół, szybkie zmiany napięcia (RVC) [1].

Zwykle analizatory mierzą także dodatkowe parametry, takie jak: natężenie prądu, harmoniczne i interharmoniczne prądu, wartości mocy, napięcie międzyfazowe, współczynnik mocy, energii i kąty harmonicznych prądu i napięcia. Wynika to z wymogów standardów opracowanych dla wdrażania SMJEE przez ich użytkowników, na przykład przez PSE Operator SA [2]. Należy zwrócić uwagę na klasę przekładników, zarówno prądowych, jak i napięciowych, stosowanych w obwodach pomiarowych AJE. Powinny one posiadać jak najlepszą klasę, np. 0.2. Jeśli są niższej klasy, to trudno wymagać, aby dane z analizatora były zgodne ze wszystkimi wymaganiami. Na ogół w specyfikacjach zakłada się, że urządzenia powinny mieć możliwość wyboru prądu znamionowego 1A lub 5A, z uwagi na powszechne występowanie na stacjach energetycznych przekładników o takich prądach. Wejściowe obwody pomiarowe AJE muszą zatem posiadać odpowiednią przeciążalność krótko- i długookresową oraz wytrzymałość udarową, dostosowaną do tych właściwości. Do analizy zaburzeń pracy sieci mogą być również przydatne rejestracje zaburzeń typu *transients*, czyli ultraszybkich przebiegów niestabilnych. Może to dotyczyć farm wiatrowych, parków solarnych oraz instalacji, w których są stosowane przekształtniki tyrystorowe. Do tego celu wymagane są urządzenia o częstotliwości próbkowania kilku MHz.

3.2. Klasa A

Z właściwościami pomiarowymi analizatorów wiąże się tak zwany problem klasy A, sygnalizowany we wcześniejszych naszych artykułach [3], dotyczących JEE. Mimo powszechnie formułowanych wymogów o konieczności wykonywania pomiarów w klasie A, zgodnie z normą [1], do tej pory brak możliwości zweryfikowania w jednym akredytowanym laboratorium badawczym lub wzorcującym posiadania tej klasy przez AJE. Taka sytuacja jest nie do przyjęcia i powinna być jak najszybciej uregulowana, być może poprzez zorganizowanie stosownego laboratorium, prowadzonego przez niezależny ośrodek państwowy. Co prawda, w Europie istnieją laboratoria, które podejmują się wykonania wspomnianych badań, ale nie posiadają one zatwierdzonych, akredytowanych procedur badawczych dla wszystkich wymaganych parametrów, które powinny być badane. Stwarza to niepotrzebnie pole wątpliwości co do jakości pomiarów, a nawet celowych nadużyć.

3.3. Udostępnianie wyników

W jednym z wdrożonych w kraju systemów AJE udostępniają wyniki zarówno za pomocą tak zwanych zdarzeń, jak i godzinowych plików COMTRADE lub PQDIF, transmitowanych poprzez wbudowany serwer. Mechanizm zdarzeniowy polega na tym, że zidentyfikowane zapady napięcia, wzrosty, przerwy bądź zmiany zdefiniowanych wartości kryterialnych dla zmian RVC, prądów udarowych i innych wielkości powodują wystawienie sygnału zdarzenia. Sygnał ten inicjuje procedurę odbioru zarejestrowanych danych. Z tego punktu widzenia AJE działa jak rejestrator zakłóceń.

Dane są przekazywane do serwera JEE poprzez stałe łącza kablowe lub w technologii GPRS/LTE. Wraz z plikami są wysyłane z AJE dane pomiarowe, częstokroć osobnym kanałem komunikacyjnym. Zwykle, są to wartości wskaźników JEE, ale często także wartości mocy i energii. Jest to tak zwana funkcja miernika, pozwalająca na szybką weryfikację poprawności parametrów

Nr	indeks	wielkość	Nr	Indeks	wielkość
1	40001	Moc czynna L1 (W)	13	40023	Napięcie kolejności zerowej (V)
2	40003	Moc czynna L2 (W)	14	40025	Napięcie międzyfazowe V12 (V)
3	40005	Moc czynna L3 (W)	15	40027	Napięcie międzyfazowe V23 (V)
4	40007	Moc bierna L1 (Var)	16	40029	Napięcie międzyfazowe V32 (V)
5	40009	Moc bierna L2 (Var)	17	40031	Prąd L1 (A)
6	40011	Moc bierna L3 (Var)	18	40033	Prąd L2 (A)
7	40013	Współczynnik mocy L1	19	40035	Prąd L3 (A)
8	40015	Współczynnik mocy L2	20	40037	Częstotliwość (Hz)
9	40017	Współczynnik mocy L3	21	40039	Całkowita moc czynna (W)
10	40019	Napięcie kolejności zgodnej (V)	22	40041	Całkowita moc bierna (Var)
11	40021	Napięcie kolejności przeciwnej (V)	23	40043	Średnie napięcie fazowe (V)

Tab. 1. Dane przesyłane z analizatora w trybie online do systemu DCS farmy wiatrowej

w mierzonych punktach – poprzez porównanie ich z danymi dostępnymi w systemie stacyjnym. Ciekawa i obiecująca jest możliwość wykorzystania tych wielkości pomiarowych do współpracy z układami sterowania farm wiatrowych. Taką instalację wdrożono ostatnio w północnej Polsce. W tab. 1 zestawiono parametry i ich indeksy, przekazywane w trybie online do układu DCS (ang. *Digital Control System*) sterowania pracą generatorów.

Jednym z trendów w budowie AJE jest ich integracja z urządzeniami systemu automatyki stacyjnej (SAS). Coraz częściej pojawiają się aplikacje, w których wybrane pomiary oraz informacje o zdarzeniach wykrytych przez analizatory, są równolegle przesyłane do systemu sterowania i nadzoru. W tym celu tworzy się lokalne połączenie z systemem stacyjnym. Efektywną integrację w tym zakresie umożliwia standard IEC 61850 [4], w którym są zdefiniowane węzły logiczne dotyczące jakości energii.

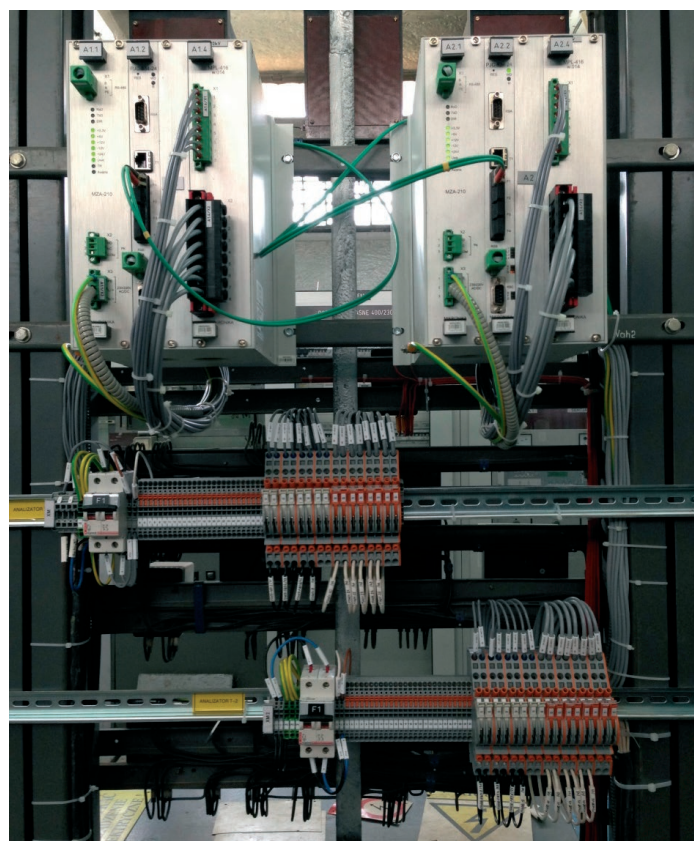
Szczególnej uwagi projektantów, a także specjalistów tworzących specyfikacje przetargowe, wymaga problem wymienności i kompatybilności urządzeń pomiarowych, pochodzących od różnych producentów. Systemy korporacyjne są bardzo rozległe i pracuje w nich wiele AJE. Trudno sobie wyobrazić, aby taki system tworzyły urządzenia pochodzące od jednego producenta, udostępniające dane w niestandardowym protokole. Sposób udostępniania danych powinien być ściśle zstandaryzowany. Zagadnienia te stają się coraz bardziej istotne wobec wprowadzania przez niektóre grupy dostawców – posługujących się w swych urządzeniach i systemach specyficznymi protokołami transmisji i niestandardową kompresją danych – monopoli

technologicznych. Dodatkowym narzędziem takiej polityki bywa system licencji na poszczególne funkcjonalności urządzenia, które musi wykupić użytkownik systemu!

Problem mogłoby rozwiązać przyjęcie standardu COMTRADE dla plików udostępnianych z AJE. Dałoby to dodatkową korzyść dzięki stosowaniu do analizy danych JEE narzędzi wykorzystywanych do obróbki zapisów z zabezpieczeń i rejestratorów zakłóceń. W zakresie współpracy z systemami SCADA dane powinny być udostępniane w standardzie PN-EN 870-5-104. Współpraca z SAS lub DCS powinna przebiegać w PN-EN 61850 [4] lub ewentualnie w Modbus RTU albo DNP 3.0.

3.4. Warunki środowiskowe

AJE montuje się w polach rozdzielni elektroenergetycznych lub w polach nastawni, jak pokazano na fot. 1.



Fot. 1. Montaż w polu nastawni

Często istnieje także konieczność montażu AJE w szafkach energetycznych umieszczonych na słupach energetycznych. Urządzenia pomiarowe i osprzęt komunikacyjny, stosowany w tego typu aplikacjach, musi nadawać się do pracy w trudnych warunkach stacyjnych. Zasadne jest zatem podniesienie klasy wymagań środowiskowych wobec AJE, poprzez stosowanie grupy norm PN-EN 60255 do weryfikacji ich odporności środowiskowej i kompatybilności elektromagnetycznej, mimo że pierwotnie te normy są przeznaczone dla urządzeń zabezpieczeniowych.

4. Łączy komunikacyjne

Dla korporacyjnych SMJEE najbardziej efektywna jest komunikacja oparta na bezpośrednim dostępie do korporacyjnej sieci IP. Takie rozwiązanie może być zastosowane wtedy, gdy sieć zakładowa jest dostępna w miejscu montażu AJE. Zazwyczaj analizatory podłączone są do sieci poprzez *patchcordy* światłowodowe, zalecane ze względu na odporność na zakłócenia. Alternatywą dla korporacyjnej sieci IP są połączenia zestawiane w korporacyjnym APN, z wykorzystaniem transmisji GPRS/LTE. W tym kontekście niezaprzeczalną zaletą łączy światłowodowych jest zasadniczo brak ograniczeń w ilości przesyłanych danych i brak zakłóceń transmisji. Ich wadą jest wysoki koszt montażu.

W sytuacji, gdy nie jest możliwa bezpośrednia transmisja danych do zdalnego serwera, instaluje się lokalny serwer. Podłącza się do niego wszystkie analizatory – wykorzystując lokalną sieć Ethernet. Do komunikacji między korporacyjnym a lokalnym serwerem można wtedy zastosować modemy UMTS, funkcjonujące w APN sieci korporacyjnej. Ze względu na ograniczoną przepustowość łącza i koszt transmisji zaleca się ograniczenie ilości przesyłanych danych do niezbędnego minimum. Na ogół rezygnuje się w tej sytuacji z przesyłania plików w agregacji 3-sekundowej. Przykładowo, transmisja danych modemem GPRS/LTE to 40 MB danych przesłanych do serwera i ok. 3 MB danych odbieranych przez jedno urządzenie w ciągu doby. W takim przypadku limit miesięczny dla karty SIM, dla jednego urządzenia, nie może być mniejszy niż 2 GB.

Dobre wyniki przynosi kompresja przesyłanych plików i odpowiednia konfiguracja pytań wysyłanych przez serwer. Przykładowo plik COMTRADE dla harmonicznego napięcia, zawierający 150 kanałów analogowych i 3 kanały cyfrowe dla 100 próbek 3-sekundowych, ma następujące rozmiary: plik.dat – 31 000 bajtów, plik.cfg – 11 762 bajtów. Łącznie daje to: 42 762 bajtów. Po kompresji uzyskuje się plik.zip o rozmiarze 7335 bajtów i stopniu kompresji 5,83. Poziom kompresji jest jednak zależny od zawartości kompresowanych plików. Często wystarczające jest odczytanie plików z urządzeń jednokrotnie w ciągu godziny. W przypadku dużej liczby urządzeń w systemie odczyt może następować nawet raz na kilka godzin, co znacznie obciąża serwer i łącze radiowe.

5. Serwer systemu

Podstawowym elementem systemu korporacyjnego jest korporacyjny serwer danych, pracujący w strukturze redundantnej i realizujący następujące zadania:

- automatyczne pobieranie danych z analizatorów i ich zapis do bazy danych
- wykonywanie oceny JEE i sporządzanie zestawień, wykresów, tabel, raportów
- udostępnianie danych i ich archiwizacja do dalszej obróbki
- wizualizacja wyników na różnych stanowiskach HMI.

Aby zapewnić odpowiednią efektywność procesu automatycznego pobierania danych z rozproszonych urządzeń pomiarowych jest niezbędne, aby pozyskiwane dane posiadały standardowy format. Jak już wskazano, najważniejszy w tym zakresie wydaje się COMTRADE. Integralną częścią serwera jest jego baza

danych, w której dane są gromadzone i zarządzane. Najbardziej uzasadnione jest stosowanie profesjonalnej bazy SQL. Częstą praktyką jest wykorzystywanie jednego rodzaju bazy do archiwizowania pomiarów, a innej do archiwizowania map systemu. Takie podejście poprawia szybkość pracy serwera. Dane z serwera muszą być importowane i eksportowane w plikach COMTRADE lub PQDIF z i/do nadrzędnej bazy danych lub istniejącego oprogramowania nadrzędnego w celu poddania dalszej analizie lub tylko archiwizacji. Pliki te mogą być przekazywane za pomocą istniejących protokołów bazodanowych ODBC lub natywnych programów dla bazy SQL. Dane udostępniane przez bazę są podstawą do wykonania wszelkich analiz statystycznych przez odpowiednie oprogramowanie serwera. Wyniki tej analizy służą następnie do przygotowania raportów zgodności z odpowiednimi normami, np. PN-EN 50160 [5], rozporządzeniami [6] lub umowami pomiędzy dostawcą a odbiorcą energii elektrycznej. Mechanizmy zawarte w serwerze automatyzują proces raportowania poprzez samoczynne rozsyłanie do użytkowników systemu odpowiednio przygotowanych raportów oraz umożliwiają podgląd danych i raportów. Wygodną formą wizualizacji danych i raportów jest wykorzystanie funkcjonalności, jakie daje interfejs WWW, zapewniając dostęp do systemu wielu użytkownikom jednocześnie, przy zachowaniu mechanizmów bezpieczeństwa dostępu do danych.

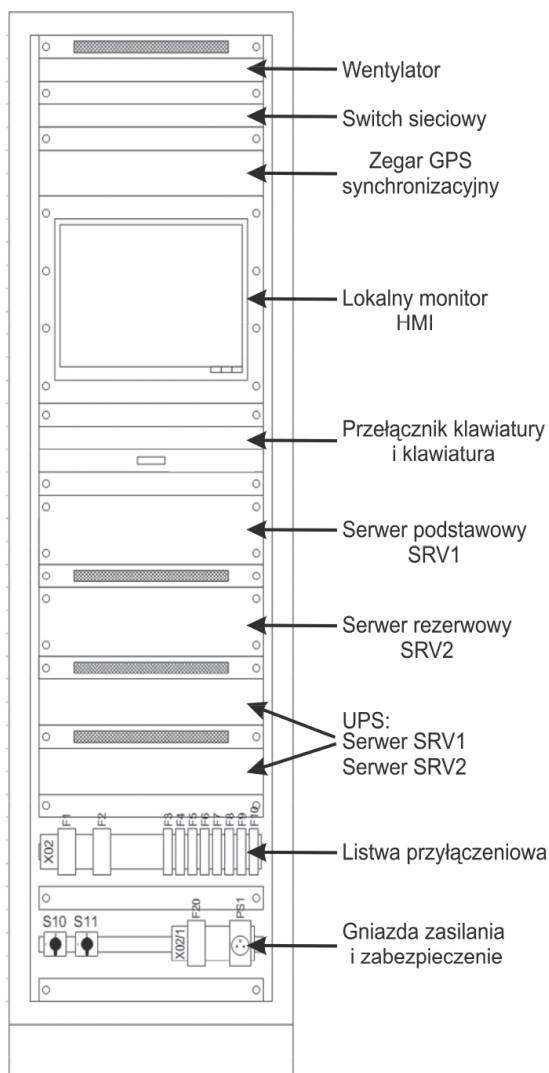
Zasadne jest powiązanie informacji z korporacyjnych SMJEE z pracą systemów zarządzania wyłączeniami OMS (ang. *Outage Management Systems*). Pozwala to na uwzględnienie w SMJEE zdarzeń wynikających z pracy sieci, takich jak planowe wyłączenia, remonty, sytuacje awaryjne. Zagadnienia te są obecne w trakcie opracowania.

Przykładową zabudowę wydzielonego serwera jakości energii w typowej szafie 19" pokazano na rys. 3. Serwer jest zintegrowany z serwerem podstawowym oraz rezerwowym. W razie awarii jednego z nich, praca jest automatycznie przejmowana przez drugi serwer bez utraty danych. Oba serwery są zasilane z napięcia gwarantowanego. W szafie serwera znajduje się także zegar czasu rzeczywistego, przełącznik sieciowy, listwy zasilania oraz lokalny terminal HMI, ułatwiający uruchamianie i serwisowanie systemu.

6. Synchronizacja czasu

Każdy AJE powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego. Zegar ten musi być synchronizowany za pomocą zewnętrznego wzorca czasu GPS lub odpowiedniego protokołu sieciowego, na przykład PTP (ang. *Precision Time Protocol*). Możliwe jest także zastosowanie standardu IRIG B. Zakłada się, że dokładność synchronizacji powinna być lepsza niż 10 μ s. Synchronizacja czasu z taką dokładnością jest wskazana dla analizy i lokalizacji źródeł zaburzenia oraz obszarów ich rozprzestrzeniania i zaniku. Przykłady odnośnych rejestracji pokazano na rys. 3–4.

Synchronizacja może być także realizowana poprzez protokół sieciowy SNTP, dedykowany do synchronizacji czasu. W tym przypadku uzyskuje się dokładność synchronizacji jedynie lepszą niż 1 ms. Uniemożliwia to jednak takie wykorzystanie rejestracji zaburzeń, o jakim powyżej wspomniano.



Rys. 2. Zabudowa serwera SMJEE w szafie 19"

Zwykle analizatory synchronizuje się, pobierając czas z serwerów już pracujących na stacjach, które z kolei są synchronizowane ze stacyjnego wzorca czasu.

7. Bezpieczeństwo systemów

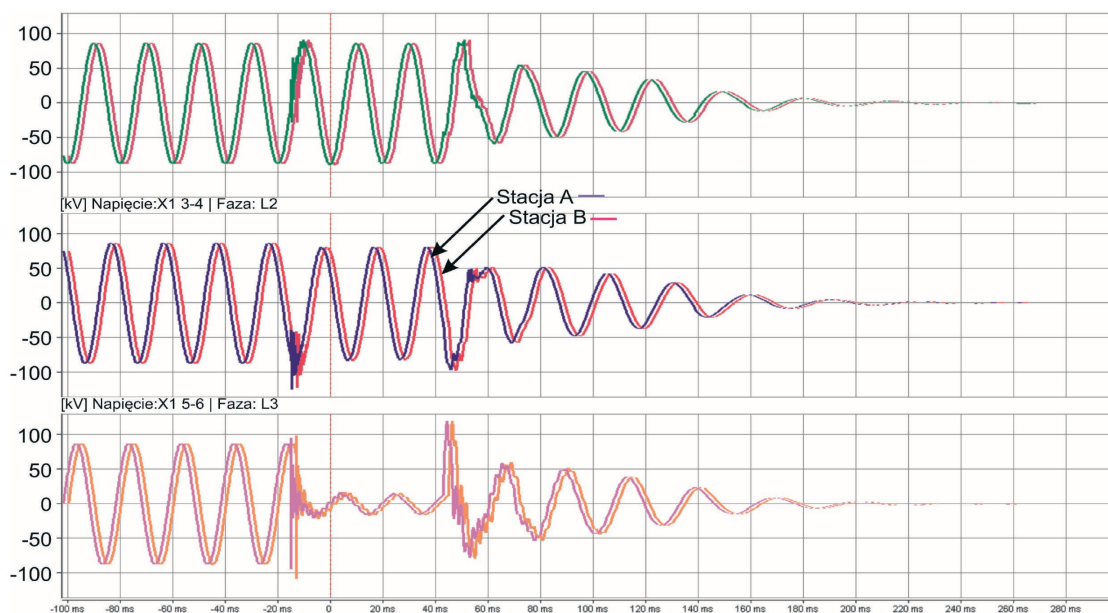
Zapewnienie bezpieczeństwa informatycznego w korporacyjnych SMJEE musi posiadać najwyższy priorytet i wynikać z korporacyjnej polityki zapewnienia bezpieczeństwa systemów informatycznych. W tym kontekście przede wszystkim należy wykluczyć możliwość celowego lub nieświadomego zaburzenia pracy innych systemów. Szczególnie dotyczy to pracy systemów sterowania i nadzoru, z którymi SMJEE może posiadać potencjalne połączenia poprzez switchy lub routery.

Aby wykluczyć nawet tylko potencjalne negatywne skutki, już na etapie tworzenia projektu systemu należy przeprowadzić analizę zagrożeń oraz przewidzieć środki bezpieczeństwa. W ich identyfikacji może pomóc rozważenie poniższych aspektów:

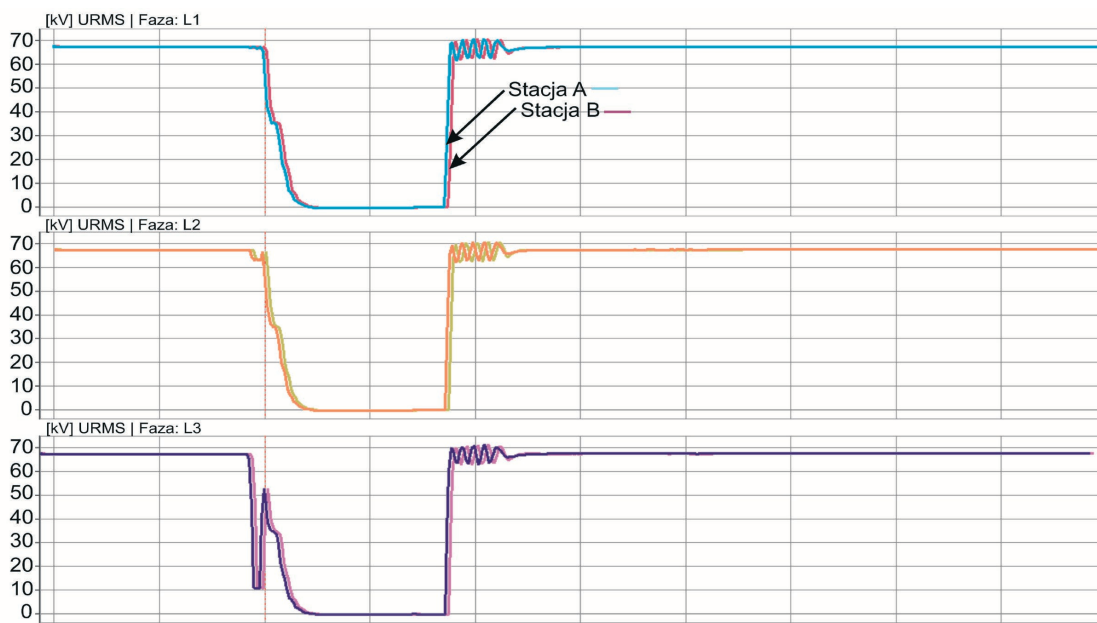
- sposób połączenia urządzeń AJE i serwerów z siecią stacyjną
- system haseł, wykluczający hasła typu: cyber security, admin, user
- podział uprawnień operacyjnych na odczyt danych, zarządzanie systemem, zgodnie ze standardem IEC TS 62351 [7]
- konfiguracja przełączników i routerów sieciowych zapewniająca rozdział logiczny sieci
- możliwości zainfekowania systemu, np. poprzez korzystanie z połączeń z Internetem.

Inna grupa zagrożeń może wynikać z możliwości nieautoryzowanego połączenia z urządzeniami pomiarowymi lub serwerami danych. Pomocne w ich wykryciu może być przeanalizowanie następujących kwestii:

- czy jest możliwe dokonanie nieuprawnionej modyfikacji plików konfiguracyjnych?
- czy wyniki pracy systemu i rejestrowane dane są newralgiczne dla przedsiębiorstwa?



Rys. 3. Wartości próbek synchronicznie zarejestrowane podczas zapadu i przerwy na dwóch stacjach



Rys. 4. Wartości RMS napięcia podczas synchronicznie zarejestrowanego zapadu i przerwy na dwóch stacjach

Zgodnie ze standardem [7], w systemach funkcjonujących na stacjach elektroenergetycznych konieczne jest wdrożenie co najmniej poniższych środków ochrony:

- stosowanie i aktualizacja oprogramowania antywirusowego
- blokowanie transmisji przychodzącej i wychodzącej, gdy jest niezgodna z regułami
- filtrowanie źródeł informacji, zapewniające przesyłanie danych poprzez wydzielone routery po wyspecyfikowanych trasach
- obowiązkowa rejestracja wszystkich zdalnych i lokalnych dostępu do systemu
- regularne wykonywanie testów sprawdzających poziom zabezpieczenia.

8. Korzyści stosowania systemów korporacyjnych

Początkowe wysokie koszty tworzenia systemu korporacyjnego mogą nie być akceptowane. Jednakże poniesione nakłady szybko się zwracają z powodu korzyści z użytkowania takiego systemu. W przypadku SMJEE, można na pewno mówić o korzyściach ekonomicznych wynikających z szybkości i łatwości dostępu do danych bez potrzeby prowadzenia drogich, doraźnych pomiarów i analiz JEE.

Ewidentne są również korzyści z posiadania wiarygodnych danych, które mogą nie tylko służyć do oceny jakości energii, ale także mogą też być wykorzystane w obszarach dotyczących zabezpieczeń, inwestycji, klientów biznesowych i indywidualnych, marketingu, kontroli produkcji w firmach wytwórczych w zakresie:

- właściwego utrzymania sieci, gdyż dane pochodzą – w zależności od wielkości systemu – z kilkuset do nawet kilku tysięcy punktów pomiarowych

- podejmowania decyzji o koniecznych modernizacjach; posiadając komplet informacji łatwo zdecydować, gdzie należy lub nie należy zainwestować w nową infrastrukturę
- badania skutków zakłóceń atmosferycznych, pozwalające ocenić skuteczność ochrony przepięciowej
- diagnozowania przyczyn awarii dzięki analizie wartości prądów, napięć, asymetrii itd.
- szybkiego reagowania na awarie i ich pewną lokalizację, pozwalającą na właściwą reakcję obsługi na degradację parametrów jakościowych i ewentualne wykonanie prac zaradczych
- oceny JEE względem wielkości określonych w odpowiednich normach i umowach
- wykrywania zakłóceń wynikających z działalności odbiorców energii elektrycznej
- rozbudowy i porównania danych o pracy systemów i urządzeń w obszarze Smart Grid; w tym zakresie monitoring jakości sieci winien stanowić część rozwiązań Smart Grid.

Do korzyści można także zaliczyć automatyzację pomiarów, oceny jakości i raportowania. Możliwość raportowania przez e-mail, SMS, dziennik zdarzeń, sygnały alarmowe czy innego rodzaju media mogą wspomóc niezbędną analizę zaistniałych zjawisk. Zaletą jest także możliwość integracji z systemami dyspozytorskimi, ułatwiająca szybką analizę sytuacji awaryjnych. Istotną staje się także możliwość wdrażania oceny stanu infrastruktury energetycznej, na przykład poprzez rozwój i stosowanie algorytmów porównawczych typu *health index* oraz dzięki nowym funkcjonalnościom, takich jak rejestracja i analiza tych samych zaburzeń przez urządzenia pomiarowe, zlokalizowane na różnych stacjach.

Należy także podkreślić, że system korporacyjny może być budowany wieloetapowo.

9. Wnioski

Dostarczenie syntetycznych danych użytkownikowi systemu, określających, czy jakość dostarczonej lub pobieranej energii jest zgodna z wymaganiami i wskaźnikami, określonymi w umowie o dostawie energii, może być efektywnie realizowana w systemach korporacyjnych.

Obecnie funkcjonalność urządzeń do pomiaru parametrów JEE jest ciągle rozszerzana, na przykład o funkcje rejestracji zakłóceń sieciowych, pomiaru prądów i mocy, wielokanałowej transmisji danych. Jednakże nowe funkcje urządzeń pomiarowych zwiększą możliwości systemów korporacyjnych tylko wtedy, gdy systemy te będą wyposażone w adekwatne algorytmy przetwarzania gromadzonych danych w informację.

Systemy korporacyjne umożliwiają wprowadzenie nowych funkcjonalności dotyczących lokalizacji miejsca i źródła zaburzeń, a także wykorzystanie gromadzonych danych do poprawy zarządzania majątkiem i lepszego planowania inwestycji.

Tworzenie systemów korporacyjnych wymaga wdrożenia i bezwzględnego przestrzegania zasad bezpieczeństwa systemów informatycznych.

W strukturze korporacyjnych systemów SMJEE zalecane jest stosowanie komunikacji poprzez łącza światłowodowe, zapewniającej dużą przepustowość i odporność na zakłócenia. Łącza typu GPRS/LTE wprowadzają ograniczenia w zakresie i ilości przesyłanych danych.

Wdrożenie standardu PN-EN 61850 [4] ułatwi integrację urządzeń stosowanych do pomiarów parametrów JEE w systemach automatyki stacyjnej.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 61000-4-30:2011 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), część 4–30, Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii.
2. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne, PSE Operator SA, grudzień 2013.
3. Gil W., Wronek P., Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej, *Acta Energetica* 2014, nr 1/18.
4. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes, s. 7–4.
5. PN-EN 50160:2010 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki „W sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, z 4 maja 2007.
7. Technical Standard (IEC TS), 62351- Power system management and associated information exchange. Data Communications Security, pp. 2, 3, 4, 6 ed. 1 (2007), p. 8 ed.1 (2011), p. 5 ed.2 (2013).

Wiesław Gil

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej (1983). Jest zatrudniony w Mikronice (1985), obecnie jako główny konstruktor. Zajmuje się konstrukcją urządzeń automatyki stacyjnej. Kierował opracowaniem i wdrażaniem systemu monitoringu transformatorów, a ostatnio rozwojem urządzeń i systemów do oceny jakości energii.

Przemysław Wronek

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wronek@mikronika.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej o specjalności metrologia (1980). Jeden z założycieli Mikroniki (1983), obecnie wiceprezes nadzorujący sprawy techniczne. Zajmuje się tworzeniem założeń oraz nadzorem rozwoju oraz aplikacji systemu sterowania i nadzoru SYNDIS w zakresie oprogramowania i sprzętu.

Corporate Systems of Electricity Quality Monitoring

Keywords

electricity quality evaluation, corporate systems, class A

Abstract

This paper discusses corporate systems of electricity quality evaluation, the development of which is now driven by the deployment of Smart Grid technology. Features of devices, communication links, and servers are presented. Problems of measuring devices' certification are identified, and constraints resulting from the existence of particular technical monopolies due to the absence of data exchange standards. The need to implement, and to adhere to the rules of, IT system security is emphasised. Reasons to integrate measuring devices with station systems are pointed out. Benefits from the deployment of corporate systems are listed.

Testing Situation Awareness Network for the Electrical Power Infrastructure

Authors

Rafał Leszczyna
Robert Małkowski
Michał R. Wróbel

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

electric grid, cyber security, situational awareness, testing

Abstract

The contemporary electrical power infrastructure is exposed to new types of threats. The cause of such threats is related to the large number of new vulnerabilities and architectural weaknesses introduced by the extensive use of Information and Communication Technologies (ICT) in such complex critical systems. The power grid interconnection with the Internet exposes the grid to new types of attacks, such as Advanced Persistent Threats (APT) or Distributed-Denial-of-Service (DDoS) attacks. When addressing this situation the usual cyber security technologies are prerequisite, but not sufficient. To counter evolved and highly sophisticated threats such as the APT or DDoS, state-of-the-art technologies including Security Incident and Event Management (SIEM) systems, extended Intrusion Detection/Prevention Systems (IDS/IPS) and Trusted Platform Modules (TPM) are required. Developing and deploying extensive ICT infrastructure that supports wide situational awareness and allows precise command and control is also necessary. In this paper the results of testing the Situational Awareness Network (SAN) designed for the energy sector are presented. The purpose of the tests was to validate the selection of SAN components and check their operational capability in a complex test environment. During the tests' execution appropriate interaction between the components was verified.

1. Introduction

Today electrical grids take advantage of Information and Communication Technologies (ICT) and they are often interconnected with the Internet. This exposes them to a completely new type of threats, namely cyber-threats, from which Advanced Persistent Threats (APT) or Distributed-Denial-of-Service (DDoS) attacks, pose a specifically serious challenge in protection of the electrical infrastructure. The most exposed components of the Polish Power System are SCADA systems in substations and Distributed Control Systems (DCS) in power plants.

Advanced Persistent Threats (APT) are dedicated attacks able to persistently target a specific entity and to cause a specific effect, such as an interruption to the power supply [1, 2]. DDoS attacks, on the other hand, attempt to delay, block or corrupt the communication in the grid [3]. Stuxnet [4] was the first wide manifestation of malware that was specifically designed to attack networked industrial control systems in facilities such as gas pipelines or power plants. Detected for the first time in 2010, Stuxnet is a cyber worm able to infect process control servers and Programmable Logic Controllers (PLCs) and alter physical processes in order to sabotage the targeted facility. Later studies revealed that Stuxnet was not the first threat of that type. In fact that it had its precursor called Flame that was undetected until 2012 [5].

To counter the evolved, highly sophisticated threats, advanced cyber security technologies are required, such as Security Incident and Event Management (SIEM) systems, application whitelisting, and Trusted Platform Modules (TPM) [1, 6]. Developing and deploying Situation Awareness Networks (SANs) with SIEM software will improve situational awareness and will allow for better control and faster response to threats [7].

Such a Situation Awareness Network is being developed in project DEnSeK (Distributed Energy Security Knowledge) [8]. The project aims at improving the security and resilience of the new energy infrastructure against cyber-threats. It will provide a platform for the security knowledge exchange between companies of the European energy sector. It shall result in establishing a European Energy ISAC (Information Sharing and Analysis Centre) which will enable interactive and real-time knowledge and information sharing between all involved parties [8].

In this paper the results of testing the Situational Awareness Network (SAN) designed for the energy sector are presented. The purpose of the tests was to validate the selection of SAN components and check their operational capability and interoperability in a complex test environment.

2. Cyber security in the electrical power infrastructure

The contemporary electrical grid due to the intensified use of Information and Communication Technologies (ICT) is exposed to new types of cyber-threats. The most vulnerable components of the Polish Power System are Industrial Control Systems (ICS) which include SCADA systems in substations and Distributed Control Systems in power plants.

Cyber security is defined as the ability to protect or defend the use of cyberspace from cyber attacks [9] and is inextricably linked to information security i.e. the state of information when its confidentiality, integrity and availability are preserved [9, 10].

Whereas [10]:

- Confidentiality is the property that information is not made available or disclosed to unauthorized individuals, entities, or processes
- Availability is the property of being accessible and usable upon demand by an authorized entity
- Integrity is the property of safeguarding the accuracy and completeness of assets.

This definition applies to Information and Communication Technologies in general. Industrial Control Systems (ICS), however, have characteristics that make them very different from traditional information processing systems. There are two fundamental factors which drive most of the others: ICS systems have different priorities and imply risks with a much broader scope and impact. ICS were designed to meet tight performance and reliability requirements which are not typical in a conventional ICT environment. At the same time, many of these ICS serve to control and monitor very critical processes, such as nuclear power generation. This means that the risks include impact on the health and safety of human lives, serious damage to the environment, production losses, impact to a nation's economy, etc. These differences influence the fact how the systems should be protected and what priorities must be assigned in the protection process. In result the risk management objectives for the two types of systems are not the same (see Fig. 1).

The most important differences between ICT systems and ICS are described below.

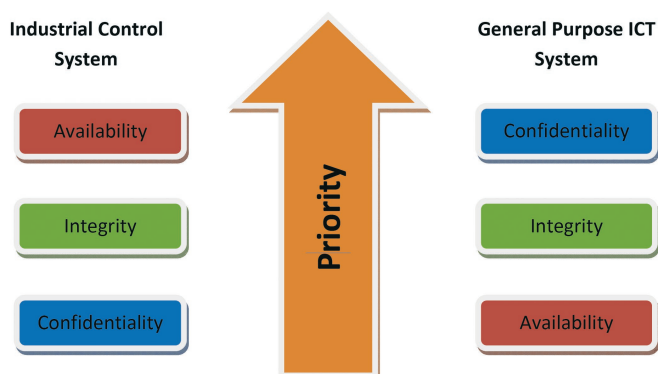


Fig. 1. Comparison of risk management objectives [11]

Performance requirements

ICT systems are normally non-real-time systems, where high data throughput is demanded (and available) and where high delay and jitter may be acceptable in data being communicated as long as data is consistent. On the other hand, ICS may need to operate in real-time and therefore delay/jitter is not acceptable. Throughput is not so important, and as a result the underlying communication infrastructure may be limited in this aspect [11].

Availability requirements

Outages of ICS are not acceptable in most cases and therefore components redundancy is a common practice. Moreover, many control systems are not easily stopped or started without affecting production. This means that common IT system practices such as rebooting are not acceptable [11].

Risk management requirements

In traditional IT systems information confidentiality and integrity are the main concern. For ICS systems human safety, environmental impacts and the process itself (loss of equipment/production) are the main concerns. For this reason, from the three fundamental characteristics of computer security, availability and integrity are the priorities for ICS [11].

Time-Critical machine-human interaction

ICS system response to human interaction is very critical. Requiring password authentication should not hamper or interfere with emergency actions [11].

System operation

Legacy systems are vulnerable to resource unavailability and timing disruptions. Control networks are often more complex and their operation require a different level of expertise (e.g. are typically managed by control engineers). Software and hardware applications are more difficult to upgrade and many systems do not have desirable security features (e.g. encryption, error logging, password protection, etc.) and it may be difficult to include them since they are resource-constrained systems [11].

Change management

Software updates on ICS systems need to be thoroughly tested by the vendor and the end user before being implemented and ICS outages often must be planned and scheduled days/weeks in advance. Moreover, many ICS systems utilise older versions of operating systems that are no longer supported. [11]

There are many challenges related to the protection of Industrial Controls Systems and ICT in the electrical infrastructure. For more details an interested reader may refer to [11–14].

3. Security information and event management systems in situation awareness

Situation awareness

Various definitions of Situation Awareness (SA) [15, 16] exist, from which Tadda and Salerno adapt the one of Endsley [17] to the area of Cyber Situation Awareness:

“Situation awareness is the perception of the elements of the environment within a volume of time and space, the comprehension of their meaning, and the projection of their status in the near future to enable decision superiority” [10].

Endsley provides a reference model for situation awareness, which includes the following levels:

- Level 1: Perception of Elements in Current Situation
- Level 2: Comprehension of Current Situation
- Level 3: Projection of Future Status.

Perception is the lowest level of situational awareness. It provides information about the status and behaviour of relevant elements within the environment and represents it in a conceived form. Without a correct perception of important environmental elements, the probability of forming a distorted view of a situation increases dramatically [16].

Comprehension of a situation is related to combining, interpreting, storing, and retaining information. It extends perception with the integration of multiple pieces of information and the determination of their relevance to established earlier objectives, which can result in inferring or deriving conclusions about the objectives. Comprehension provides a structured outlook of the current situation by determining the significance of objects and events. It links new information to already existing knowledge in order to produce a compound view of the situation as it evolves [16].

Projection is the top level of situation awareness. It is defined as the ability to make predictions based on the outcome of comprehension (and perception) [16].

McGuinness and Foy [18] extended the model by adding a fourth level, called Resolution, which aims at identifying an optimal path to achieve the desired state change to the current situation. Resolution is based on choosing a single course of action from a subset of available actions [18].

Within the DEnSeK [19] project dashboard for the Situational Awareness Network operators was developed. This software visualises the data collected from a distributed set of sensors. At the time of test design dashboard was able to retrieve data from two sources. The first – network analyser Argus – was used to collect data about network traffic activity in protected network. The second is OSSIM – comprehensive and open source security information and event management system. By treating OSSIM as an intermediate layer, the dashboard can be connected with a vast number of sensors, including the most popular IDS systems such as Snort and Suricata.

The Situational Awareness Network proposed in the DEnSeK project may be described as the three-tier architecture, presented in Fig. 2. The lowest tier, data tier consists of sensors such as Network and Host Intrusion Detection Systems, network monitors and analysers. OSSIM software works on the logic tier. It collects and processes data from sensors and transmits them to the top layer. Finally at the presentation tier, the dashboard, after the further processing visualise the data as a user-friendly operator interface.

4. Testing environment

The tests were performed in the Cyber security Laboratory located in the ENEL Engineering and Research area of Livorno. The laboratory aims at replicating the network architecture and

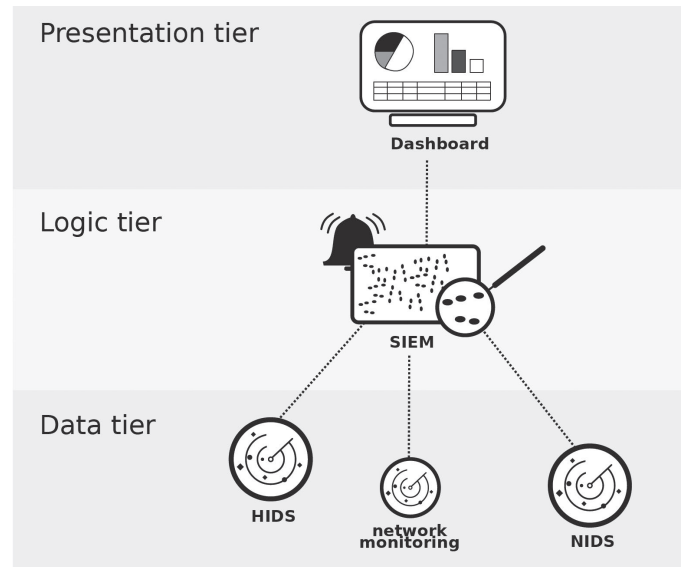


Fig. 2. SAN three-tier architecture

the main process control components of a real power generation plant (Combined Cycle Gas Turbine). It was conceived, designed and developed for the testing and development of applications for process automation. From the ICT perspective, the network is layered in the same way as in a production plant, there are all the main components of industrial process control networks, including PLCs and Distributed Control System (DCS) from different vendors. From the industrial process perspective, the controlled process resembles the cold and warm water loops needed by a thermoelectric power plant. This physical process is equipped with field devices (sensors and actuators) such as pressure meters, valves, pumps, inverters, etc. controlled by the PLCs. A power plant has a quite complex environment, comprising several kinds of systems, subsystems and components namely:

- The Field System, hosting all the PLC, RTU and sensors of the power plant
- The Process Control and Data Acquisition System (Process SCADA), which basically control the field system
- The Control Network, which provide the communication service among the whole Power Plant
- The Data Network, allowing to interconnect different Power Plants
- The Business (Offices) Network with the typical intranet applications
- The Demilitarised Zone where servers for sharing process related data are located.

These systems were reconstructed in the secure isolated (physically disconnected from any other networks) environment of the laboratory based on computer and network equipment, as well as SCADA devices set up over physical hydrologic installation – the Physical Power Plant Emulator (see Fig. 3 and Tab. 1).

The information system of the power plant was reconstructed with very high fidelity. The identical subnetworks were created. All the key workstations of the power plant were copied in one-to-one relation. It means each of the workstations was reflected

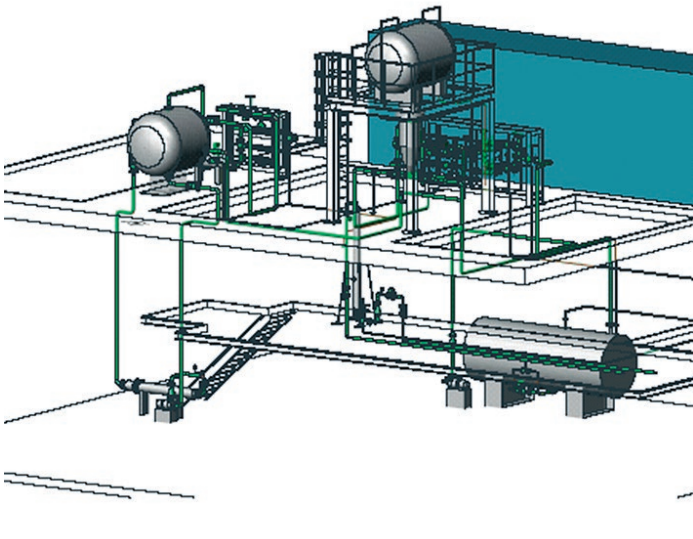


Fig. 3. Physical Power Plant Emulator

into one host of the simulation environment. Only stations of the Intranet were approximated with a lower number of hosts, but this was without loss of generality. In the reconstruction, the same network addresses were used, the same software installed (including the level of patching), the same configurations of firewalls applied etc.

The schema of the network in laboratory is presented in Fig. 4. The laboratory is commonly used to carry out different cyber security tests, especially in the process control network, that help corporate security, ICT security and the different business units of ENEL to make informed decisions or take actions related to cyber security. Security tests include penetration tests, by leveraging the production-like network layers of the laboratory, vulnerability assessments, which can be invasive since the laboratory process does not have any uptime requirement and can afford to fail, and for the validation of security solutions. The laboratory is also used to test security policies or technical guidelines before they are approved, and for testing security patches before their application into critical production environments, to verify that they do not cause malfunctioning of the SCADA equipment. Finally, also risk assessments benefit from feedback from the laboratory, especially about the impact and effectiveness of security approaches, procedures and technical solutions.

All tests, except Scenario 4 with configuration 2, were performed in the IDROLAB Plant area.

During the test execution 3 computers were used as hosts for the Virtual Machines. Two run under Linux operating system, one under Microsoft Windows.

- Windows 7: Intel Core i7-Q720, 8 cores, 1.6 GHz, 16 GB RAM
- Linux Mint: Intel Core i5-3317U, 4 cores, 1.7 GHz, 8 GB RAM
- Kali Linux: Intel Core i3, 2 cores, 1.2 GHz, 4 GB RAM.

5. Testing process

The aim of the performed tests was to verify whether the architecture and selected components prove their suitability in a complex power plant environment. For this purpose integrity tests were designed. Five test cases were prepared to check the SAN components interoperability. The following components were involved in the tests:

- Argus – network analyser
- Snort – Network Intrusion Detection System (NIDS)
- OSSIM – Security Information and Event Management (SIEM) system
- DEnSek Dashboard – Situational Awareness Network dashboard.

In order to carry out tests additional open source programs were used, including TCPReplay, Oinkmaster and Barnyard2.

In the first part of the testing process appropriate interaction between individual systems components was verified.

Execution of the first two test cases aimed at checking the dashboard operation with the Argus analyser as the data source. During these tests several problems were identified. All of them were related to the processing and visualisation of large amount of data specific to the power plant environment (e.g. Fig. 5). Feedback from testing helped developers to identify and fix bugs.

During the second phase of testing (cases 3 and 4), the integration between Snort IDS and Ossim SIEM was verified. Since both systems are mature Open Source projects their deployment and configuration was smooth. However testing in the large scale environment facilitated identification of problems with communication between subnets. In a production environment sensors will be spread across regions, countries or even continents. It

Siemens	Emerson	ABB	Field Dev.
2 x OpenPMC (PLC) 2 x IM157 (DP Link) 2 x DP/ PA Coupler 2 x ET 200M (active bus) 1 x SM321 (DI) 1 x SM322 (DO) 2 x SM331 (AI) 2 x SM332 (AO)	2 x Ctrl MD (PLC) 1 x KLD-2 (DP/PA) 1 x KLD-2 (DP/PA)	2 x AC 800F (PLC) 3 x RLM 01 (Y Link, repeater) 1 x Converter F.O./ RJ45 Ethernet 1 x Switch Ethernet 2 x CI 840 1 x RLM 01 1 x DP/ PA Power Link 2 x LD 800 HSE 1 x Converter F.O./ RJ45, Ethernet 1 x Switch Ethernet	21 PA, DP, FF, 3 Hart, 12 analog I/O.

Tab. 1. Components of the Physical Power Plant Emulator

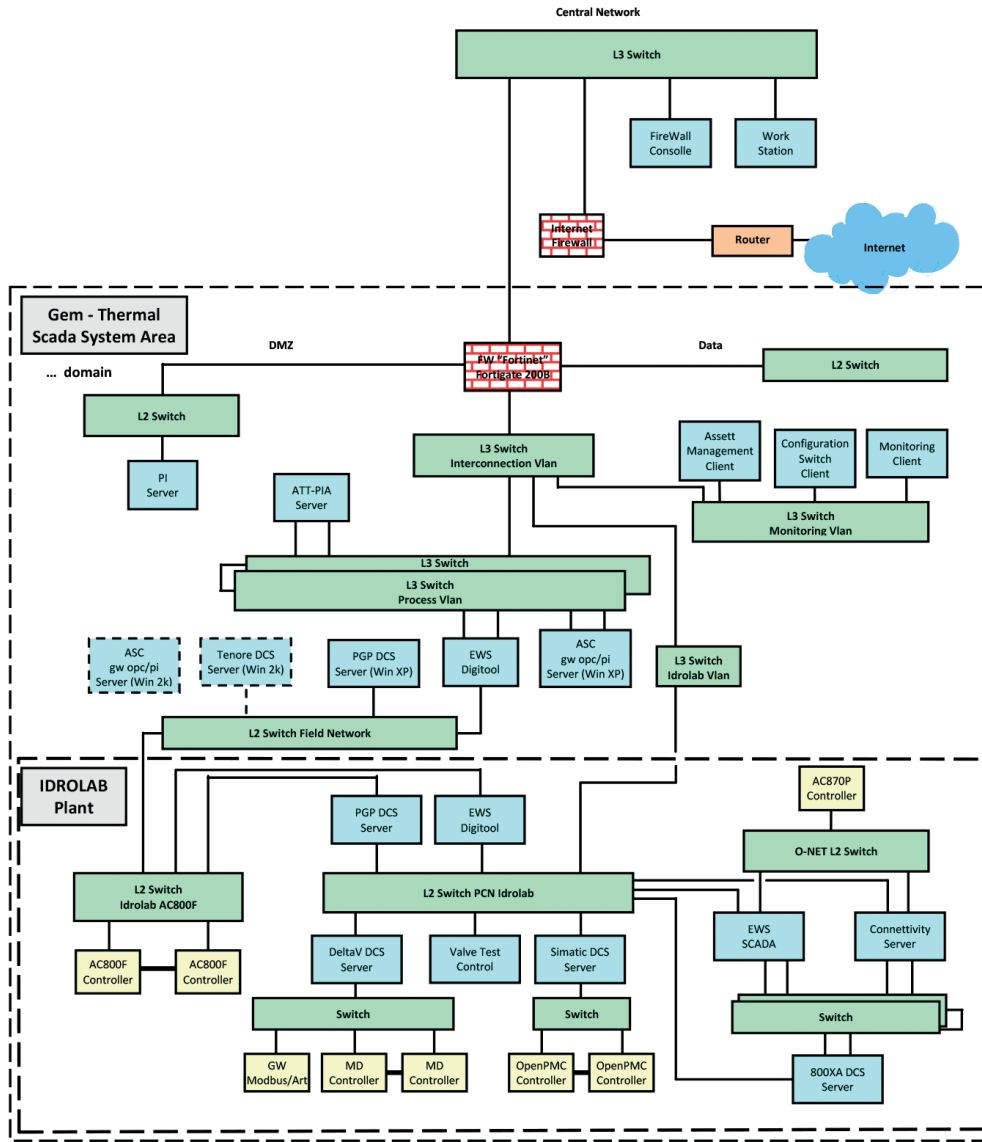


Fig. 4. Cyber Security Laboratory Schema

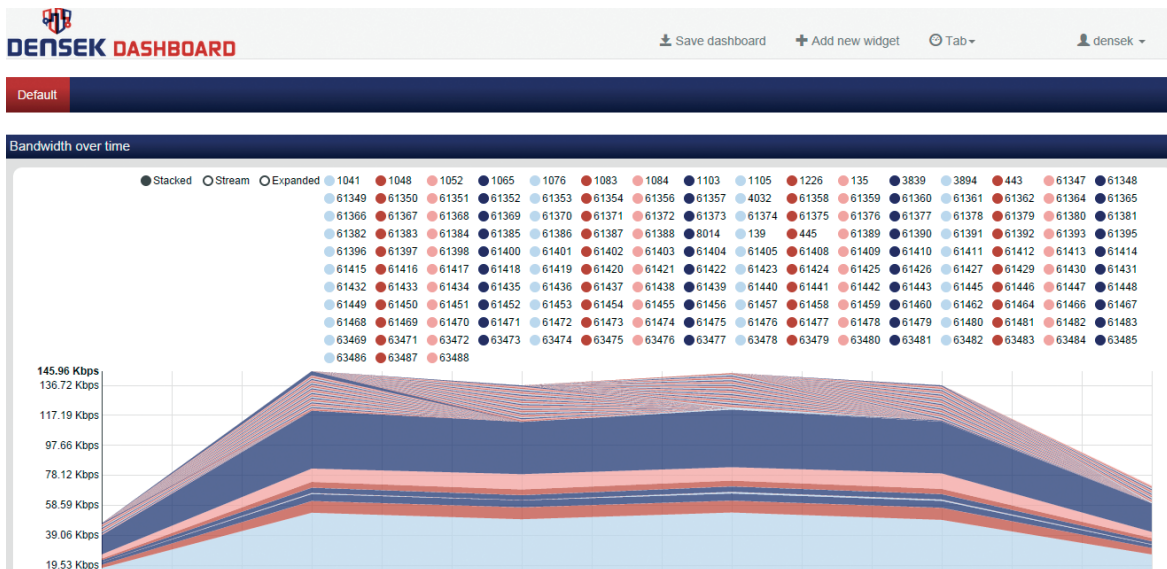


Fig. 5. Illegible presentation of data on the dashboard

is therefore necessary to develop a method of communication with the central SIEM system.

Finally, the last tests were devoted to the full integration of the SAN. Communication through all the tiers of the SAN (Fig. 2) has been tested. The data collected by the sensors (Snort IDS) were transmitted to the SIEM system (OSSIM). There, based on the analysis and aggregation, alarms were raised and the dashboard was notified. The operator was informed about detected threats through the dashboard widgets. The tests have shown that the SAN architecture was designed correctly. Although there were several problems and bugs system proved its usefulness in the complex test environment.

6. Conclusions

The risk associated with a cyber attack on the Polish energy infrastructure is slowly but steadily growing. This results on the one hand from the increasing dependence of the economy and society from electrical energy, on the other hand, from a gradually implemented ICT in energy sector. Situation Awareness Network supports monitoring of the infrastructure for early detection of threats and reducing their impact. In the DEnSeK project a three-tier SAN platform was designed and implemented. Integration tests conducted in the complex and extensive ENEL Cyber Security Laboratory proved that the architecture and system components were properly selected and the system operates as intended.

REFERENCES

1. Aillerie Y. et al., Smart Grid Cyber Security, 2013.
2. Yan Y. et al., A Survey on Cyber Security for Smart Grid Communications, *IEEE Commun. Surv. Tutorials*. 2012, No. 14, pp. 998–1010.
3. Wang W., Lu Z., Cyber security in the Smart Grid: Survey and challenges, *Comput. Networks*. 2013, No. 57, pp. 1344–1371.
4. Falliere, N., Murchu, L.O., Chien, E., W32.Stuxnet Dossier, 2011.
5. Kushner, D., The real story of stuxnet, *IEEE Spectrum* 2013, No. 50, pp. 48–53.
6. Carcano A. et al., A Multidimensional Critical State Analysis for Detecting Intrusions in SCADA Systems, *IEEE Trans. Ind. Informatics*. 2011, No. 7, pp. 179–186.
7. Khurana H. et al., Smart-grid security issues, *IEEE Secur. Priv.* 2010, No. 8, pp. 81–85.
8. DEnSeK (Distributed Energy Security Knowledge), project website [on-line], <http://www.densek.eu/>.
9. Kissel R., NISTIR 7298 Revision 2 Glossary of Key Information Security Terms, 2013.
10. ISO/IEC: ISO/IEC 27001:2005(E): Information technology – Security techniques – Information security management systems – Requirements, 2005.
11. Stouffer K., Falco J., Scarfone K., NIST SP 800-82: Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security, 2011.
12. ENISA: Protecting Industrial Control Systems – Recommendations for Europe and Member States, ENISA, 2011.
13. ENISA: Smart Grid Security: Recommendations for Europe and Member States, 2012.
14. Ericsson, G., Managing Information Security in an Electric Utility.
15. Vidulich M. et al., Situation Awareness: Papers and Annotated Bibliography, 1994.
16. Tadda G.P., Salerno J.S., Overview of Cyber Situational Awareness, in: Jajodia S. et al. (eds.), *Cyber Situational Awareness*, Springer US, Boston, MA 2010, pp. 15–35.
17. Endsley M.R., Toward a theory of situation awareness in dynamic systems, *Human Factors* 1995, No. 37, pp. 32–64.
18. McGuinness B., Foy L., A Subjective Measure of SA The Crew Awareness Rating Scale – GetInfo. Proceedings of the first human performance, situation awareness, and automation conference., Savannah, Georgia, USA 2000.
19. Leszczyna R., Wrobel M.R., Security information sharing for smart grids: Developing the right data model, Proceedings of the 9th International Conference for Internet Technology and Secured Transactions (ICITST), pp. 163-169. IEEE 2014.

Rafał Leszczyna

Gdańsk University of Technology
 e-mail: rafal.leszczyna@zie.pg.gda.pl

Dr. Rafał Leszczyna is an assistant professor at Gdańsk University of Technology, Faculty of Management and Economics. He holds the M.Sc. degrees of Computer Science and Business Management. In December, 2006 he earned a Ph.D. in Computer Science, specialisation - Computer Security at the Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics of Gdańsk University of Technology. Between 2004 and 2008 he worked in the European Commission Joint Research Centre, in the teams dealing with information security and the security of critical networked infrastructures. After his return to the university in 2008, from 2010 to 2012 he was seconded to the European Network and Information Security Agency (ENISA), where among the others he was responsible for coordinating the studies related to the security of industrial control systems and smart grids. His professional interests focus on the security of information systems, information security of critical infrastructures, and the issues relevant to information security management.

Robert Małkowski

Gdańsk University of Technology
e-mail: robert.malkowski@pg.gda.pl

He graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology in 1999. Four years later he got his PhD. He works as an assistant professor in the Chair of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology. His scientific interest focus on wind energy issues, critical electrical energy systems failures, as well as on levels of voltage and reactive power distribution in electric power systems.

Michał R. Wróbel

Gdańsk University of Technology
e-mail: wrobel@eti.pg.gda.pl

Dr. Michał Wróbel is an assistant professor at Gdańsk University of Technology, Faculty Of Electronics, Telecommunications And Informatics. He got the MSc degree in 2002 and PhD in 2011 in Computer Science at the Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics of Gdańsk University of Technology. PhD thesis concerned the security of operating systems. His professional interests focus on the security of ICT systems and software development process management.

Badanie sieci świadomości sytuacyjnej dla infrastruktury elektroenergetycznej

Słowa kluczowe

sieć energetyczna, bezpieczeństwo cybernetyczne, świadomość sytuacyjna, testowanie

Streszczenie

Współczesne systemy elektroenergetyczne są narażone na nowe rodzaje zagrożeń.

Są one spowodowane lukami w zabezpieczeniach oraz słabościami architektonicznymi związanymi z szerszym zastosowaniem technologii teleinformatycznych (ICT) w tych systemach. Połączenie sieci elektroenergetycznych z Internetem naraża je na nowego rodzaju ataki, takie jak zaawansowane uporczywe zagrożenia (ang. *Advanced Persistent Threats* – APT) lub rozproszona odmowa usługi (ang. *Distributed Denial-of-Service* – DDoS). W tej sytuacji zastosowanie tradycyjnych technologii bezpieczeństwa cybernetycznego staje się warunkiem koniecznym, ale niewystarczającym. Aby przeciwdziałać rozwiniętym i wysoce zaawansowanym zagrożeniom, takim jak APT lub DDoS, konieczne jest zastosowanie najnowocześniejszych technologii, np. systemów zarządzania informacjami i zdarzeniami bezpieczeństwa (ang. *Security Incident and Event Management* – SIEM), rozbudowanych systemów wykrywania włamań lub zapobiegania włamaniom (ang. *Intrusion Detection/Prevention Systems* – IDS/IPS) oraz układów scalonych w standardzie Trusted Platform Module (TPM). Niezbędna jest także budowa i wdrażanie rozległej infrastruktury teleinformatycznej, która w szerokim zakresie obsługuje świadomość sytuacyjną i umożliwia precyzyjne polecenia i sterowanie. W artykule przedstawiono wyniki badania sieci świadomości sytuacyjnej (ang. *Situational Awareness Network* – SAN) przeznaczonej dla sektora energetycznego. Celem badań było potwierdzenie doboru komponentów SAN i sprawdzenie ich możliwości operacyjnych w złożonym środowisku testowym. W trakcie tych badań zweryfikowano właściwe interakcje pomiędzy tymi komponentami.